

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA DEL
CORREGIMIENTO DE LA PEÑA – SABANALARGA DEBIDO A LA INCLUSIÓN DE
GENERACIÓN FNCER

ANDERSON JIMÉNEZ FONSECA

Proyecto de grado presentado para obtener el título de Ingeniero Eléctrico

Tutor del proyecto:

MSc. JOHN WILLIAM GRIMALDO

Cotutor del proyecto:

MSc. JOSÉ RICARDO NÚÑEZ

UNIVERSIDAD DE LA COSTA, BARRANQUILLA

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA ELECTRICA

2019

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Barranquilla, febrero de 2019

Dedicatoria

Dedico primero que todo a Dios ya que sin él nada de esto sería posible, a mi familia que me han acompañado en cada una de mis decisiones y proceso a lo largo de mi vida, a todas las personas que me han apoyado en este camino y motivando para ser mejor y un buen profesional cada día.

Anderson Jiménez Fonseca.

Agradecimiento

Agradecemos primeramente a Dios por habernos permitido llegar hasta este punto, pues reconocemos que todas las cosas son realizadas gracias a su misericordia.

Agradecemos a nuestro tutor John William Grimaldo y cotutor José Ricardo Núñez que desde un principio nos motivaron y nos alentaron a ser mejor, por cada consejo, y dirección en el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos a nuestro amigo Danilo Andrés Pedroza Barrios egresado de la carrera de Administración de empresa de la Universidad de la costa por ese apoyo brindado, consejos y ánimos que daba para continuar y no rendirnos en este desafío.

Gracias a todos.

Resumen

El corregimiento de La Peña – Sabanalarga se encuentra conectado al SIN desde el 31 de diciembre de 1985. El interés de esta investigación surge debido que la entidad prestadora de servicios de energía eléctrica, Electricaribe, posee unos indicadores SAIDI y SAIFI que no cumplen con el promedio nacional, realizando una prestación de servicio de energía eléctrica de manera intermitente y poco confiable para los usuarios. Se realizaron salidas de campo para obtener información sobre la continuidad del servicio en el corregimiento; posteriormente se analizaron varios escenarios que permitan lograr un servicio de energía constante. Para llevar a cabo el estudio de estos escenarios se estudiaron las leyes, normas y decretos que abarcan el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).

Para las simulaciones de los escenarios fue necesario el uso del software NEPLAN v5.3 para simular la implementación de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER) en diferentes grupos y así poder analizar de manera más eficiente el comportamiento del sistema actual y los escenarios propuestos. Esto se desarrolla con el fin de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio, disminuir los altos costos del consumo de energía y determinar el mejor escenario tanto económico como técnico.

Palabras clave: Sistema interconectado nacional (SIN), Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), NEPLAN, Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), Indicador SAIDI, Indicador SAIFI.

Abstract

The corregimiento of La Peña - Sabanalarga is connected to SIN since December 31, 1985.

The interest of this investigation arose due to the electricity service provider entity, Electricaribe, it has some SAIDI and SAIFI indicators that do not comply with the national average, they provide electric power service in an intermittent and unreliable manner for users. To obtain information about the continuity of the service in the corregimiento; Subsequently, several aspects that should be achieved by a constant energy service will be analyzed. In order to carry out the study of these studies, the laws, norms and decrees that cover the Financial Support Fund for the Energy of the Interconnected Rural Areas (FAER) are studied.

For the simulations of the scenarios it was necessary to use the software NEPLAN v5.3 to simulate the implementation of Non-Conventional Sources of Renewable Energies (FNCER) in different groups and thus be able to analyze more efficiently the behavior of the current system and the proposed scenarios. This is developed in order to improve the reliability and continuity of the service, reduce the high costs of energy consumption and determine the best economic and technical scenario.

Keywords: National Interconnected System (SIN), Non-Conventional Sources of Renewable Energies (FNCER), NEPLAN, Financial Support Fund for the Energization of Interconnected Rural Areas (FAER), SAIDI Indicator, SAIFI Indicator

Contenido

Lista de tablas y figuras.....	9
Lista de siglas	12
Glosario	13
Capítulo 1 – Información general	14
Introducción.....	14
Planteamiento del problema	21
Justificación	22
Objetivos	24
Objetivo general.	24
Objetivos específicos.....	24
Metodología	25
Capítulo 2 – Contexto	26
Antecedentes.....	26
Estado del Arte	30
Capítulo 3 – Contexto Colombiano.....	32
Marco legal Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).....	32
Soluciones energéticas.....	34
Comité de administración.....	35

Criterios de selección	36
Capítulo 4 – Diseño de los escenarios a evaluar	40
Simulación por unitario cada casa con cuatro paneles (1000W).....	43
Simulación de dos Parque Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a BT (1MW).....	52
Simulación de dos Parque Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a MT (1MW).....	59
Conclusiones y recomendaciones	69
Conclusiones.....	69
Recomendaciones	70
Referencias	71

Lista de tablas y figuras**Tablas**

Tabla 1	Marco de leyes FAER	32
Tabla 2	Pérdidas del sistema de la red de La Peña	41
Tabla 3	Propiedades Técnicas del panel solar.....	42
Tabla 4	Propiedades Técnicas del panel solar escenarios 02 y 03	43
Tabla 5	Perfil de consumo para el año 2017 de una carga residencial del corregimiento	44
Tabla 6	Pérdidas del sistema sin la implementación de los paneles solares	46
Tabla 7	Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles	49
Tabla 8	Inversión del proyecto.....	50
Tabla 9	Implementación del sistema de paneles solares.	50
Tabla 10	Ganancia del proyecto.....	51
Tabla 11	Ahorro anual y TIR del proyecto	52
Tabla 12	Datos técnicos del panel.....	54
Tabla 13	Datos técnicos del Inversor	54
Tabla 14	Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles solares NEPLAN	56
Tabla 15	Simulación de cortocircuito	56
Tabla 16	Evaluación económica sin la implementación de los paneles.....	56
Tabla 17	Evaluación económica con la implementación de panel	57
Tabla 18	Ganancia del proyecto.....	58
Tabla 19	Inversión del proyecto y TIR	59
Tabla 20	Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles solares NEPLAN	61
Tabla 21	Simulación de cortocircuito	62

Tabla 22 Evaluación económica sin la implementación de los paneles.....	62
Tabla 23 Evaluación económica con la implementación de los paneles	63
Tabla 24 Ganancia del proyecto.....	63
Tabla 25 Inversión del proyecto y TIR	64
Tabla 26. Comparación de los valores referenciales de generación con otros softwares	65
Tabla 27 Comparación de los resultados obtenidos de las simulaciones en NEPLAN	65
Tabla 28 Perdidas del sistema representadas en dinero	66

Figuras

Figura 1 SAIDI de Electricaribe 2012-2016	14
Figura 2 SAIDI comparativo entre empresas	15
Figura 3 SAIFI de Electricaribe 2012-2016.....	16
Figura 4 SAIFI comparativo entre empresas	17
Figura 5 Posición Geográfica.....	18
Figura 6 Radiación del departamento del Atlántico.....	19
Figura 7 Fondos de inversión del Ministerio de Minas y Energía	35
Figura 8 Comité de administración	35
Figura 9 Resumen del proceso para proyectos FAER	39
Figura 10 Diagrama equivalente del corregimiento La Peña en NEPLAN.	40
Figura 11 Diagrama unifilar de la peña.....	41
Figura 12 Radiación en barranquilla 2017	42
Figura 13 Sistema de generación por panel solar unitario con conexión a red.....	45
Figura 14 Diagrama equivalente del proyecto sin la implementación de los paneles en NEPLAN.	45

Figura 15 Datos de carga en NEPLAN.	46
Figura 16 Datos del panel solar y cantidad de panel a usar NEPLAN.....	48
Figura 17 Datos del inversor en NEPLAN.	48
Figura 18 Diagrama de simulación unitaria	49
Figura 19 Ubicación de los parques solares.	52
Figura 20 Datos de carga en NEPLAN.	53
Figura 21 Diagrama equivalente elaborado en NEPLAN.....	53
Figura 22 Diagrama de los parques en NEPLAN	54
Figura 23 Datos del inversor.	55
Figura 24 Diagrama equivalente de conexión a media tensión de los parques.....	59
Figura 25 Diagrama en NEPLAN de los parques a MT.	60
Figura 26 Datos del inversor.	61
Figura 27 Comparación de costos de los escenarios.....	67
Figura 28 Inversión de usuarios vs cantidad de usuarios beneficiados.....	67

Lista de siglas

CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energías Renovables.
MME	Ministerio de Minas y Energía.
MT	Media Tensión.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
TIR	Tasa Interna Retorno.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
Wp	Watt Pico.
kWp	Kilovatio de Pico.
MWp	Megavatio de Pico.
PSV	Park Solar Voltage.
CRA	Corporación Autónoma Regional del Atlántico.
PV	Photovoltage.

Glosario

CREG.	La comisión de regulación de energía y gas tiene como objetivo lograr que los servicios de energía, gas y petróleo se presten al mayor número de personas al menor costo posible y garantizar la calidad, cobertura y expansión (CREG, 2018).
Energía Renovable.	Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente. Frente a los efectos contaminantes y el agotamiento de los combustibles fósiles, las energías renovables son ya una alternativa. Las energías renovables están clasificadas en la Energía solar, eólica, biomasa, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, hidrógeno, energía de los océanos y mucho más (Renovable, 2018).
FAER.	Tiene como objetivo financiar planes, programas y proyecto de inversión de grandes impactos, los cuales son previamente analizado y viabilizados desde el punto de vista técnico, económico, y financiero con el fin de contribuir a resolver la problemática de las zonas rurales (MME, 2018).
CRA	La Corporación Autónoma Regional Del Atlántico – CRA – tiene como objeto la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos sobre medio ambiente y recursos naturales renovables, así como dar cumplida y oportuna aplicación a las disposiciones legales vigentes sobre su disposición, administración, manejo y aprovechamiento conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, dentro del área de su jurisdicción (Corporación Autónoma Regional del Atlántico, 2018).
SAIDI	Este indicador mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)
SAIFI	Este indicador mide la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)

Capítulo 1 – Información general

Introducción.

El corregimiento de La Peña del departamento del Atlántico pertenece al SIN desde el 31/Diciembre/1985, actualmente se encuentra una entidad prestadora del servicio de energía para este corregimiento, como se puede observar en la Figura 1 se presenta el comportamiento del indicador SAIDI de la entidad prestadora de servicio de energía eléctrica en el periodo 2012 al 2016.

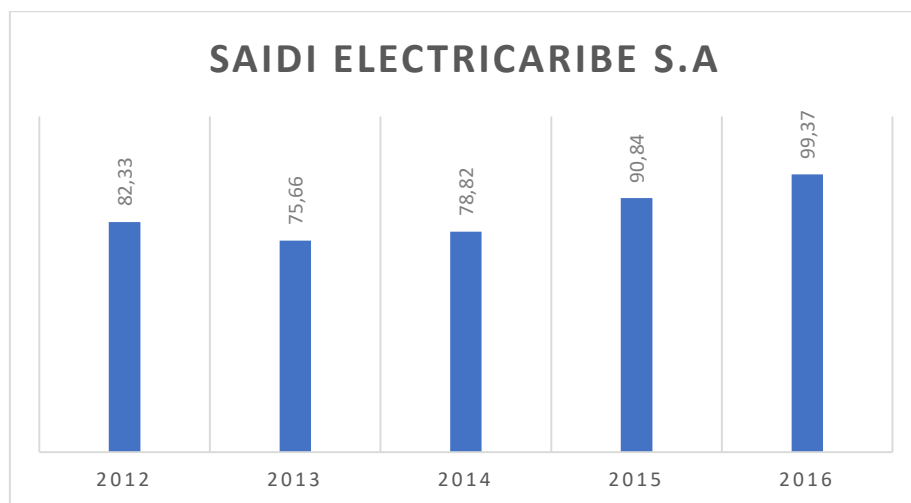


Figura 1. SAIDI de Electricaribe 2012-2016

Fuente Encontrada en la página de Contraloría General (CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, 2017)

La Figura 2 muestra el SAIDI comparativo, a nivel nacional, de las empresas prestadoras de servicio de energía eléctrica en el año 2016.

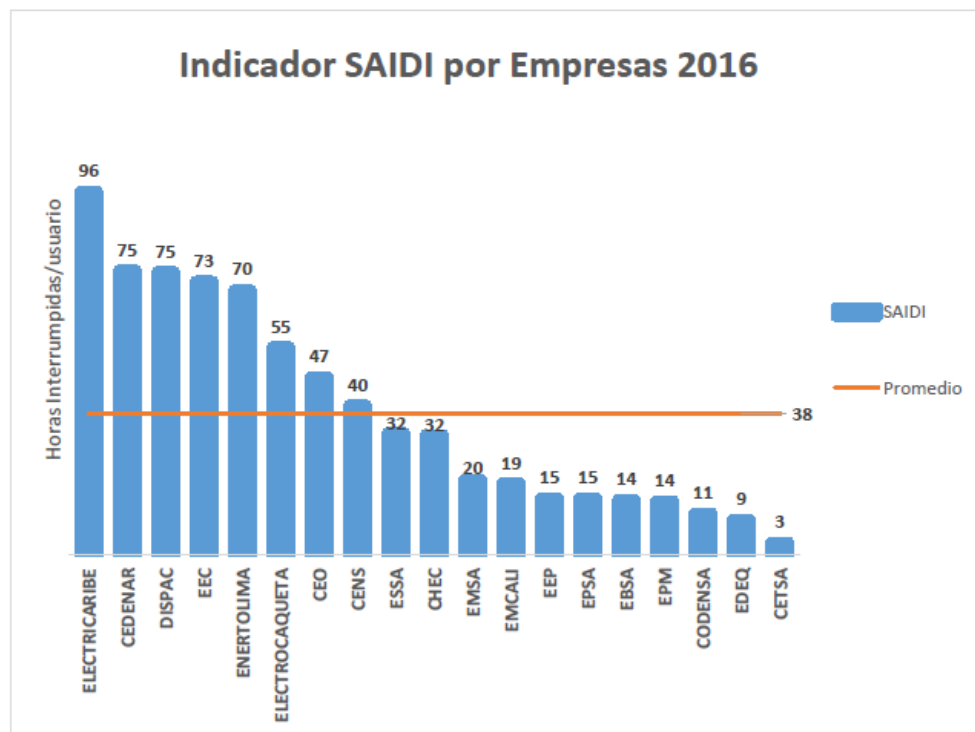


Figura 2. SAIDI comparativo entre empresas

Fuente: Encontrada en la página de Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)

El indicador SAIFI de la entidad prestadora de servicio de energía eléctrica en el periodo 2012 al 2016 tuvo el siguiente comportamiento, ver Figura 3:

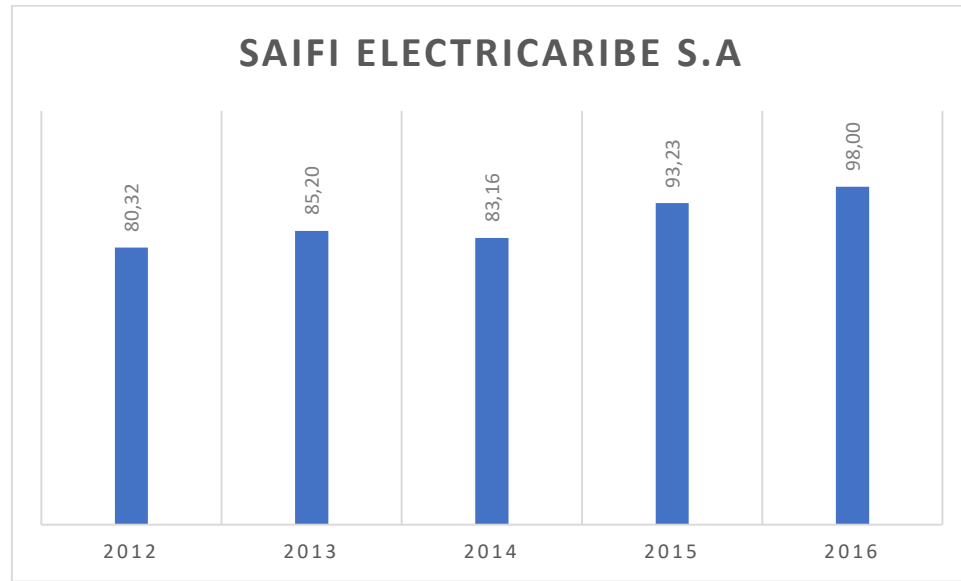


Figura 3. SAIFI de Electricaribe 2012-2016

Fuente: Encontrada en la página de Contraloría General (CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, 2017)

La Figura 4 se presenta una comparación del SAIFI entre las empresas prestadoras de servicio de energía eléctrica en el año 2016.

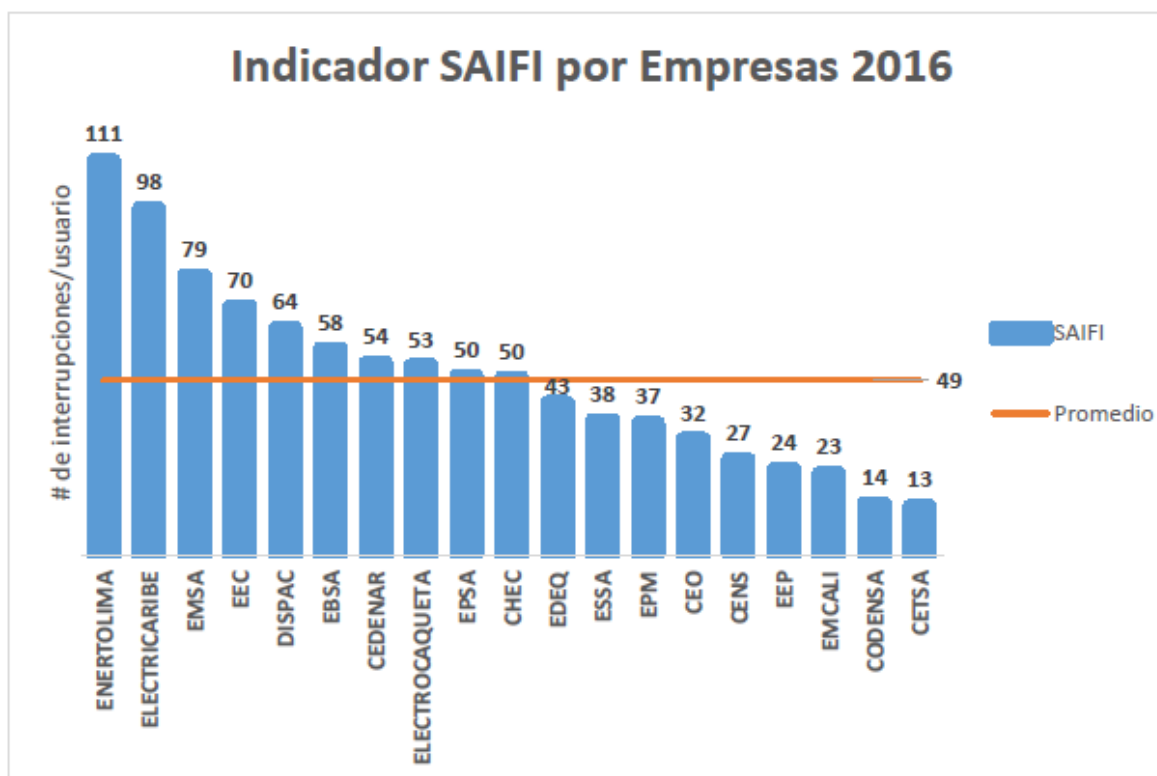


Figura 4. SAIFI comparativo entre empresas

Fuente: Encontrada en la página de Servicios Públicos Domiciliarios (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)

Estos datos permiten indicar que la calidad del servicio de Electricaribe está por debajo de los estándares nacionales, provocando intermitencia del servicio de energía eléctrica e inconformidad por parte de los consumidores con la prestación del servicio. En la Peña los pobladores indican que las fallas pueden durar hasta 4 horas e inclusive en ocasiones pueden tardar hasta 6 días para su restablecimiento. Esta problemática no es ajena, se presenta en varias comunidades, afectando el desarrollo de las entidades educativas debido a las altas temperaturas, obligando a la suspensión de la jornada o a la afectación del desempeño académico debido a la reducción de la concentración y aprendizaje (JingJiang, 2017). El sector comercial es restringido

en sus operaciones por la falta de fluido eléctrico para los productos que requieren de frío para su conservación, y la entidad de salud, en este caso un puesto de salud, no brinda un buen servicio.

En la Figura 5 se señala la ubicación geográfica del corregimiento de La Peña, y en la Figura 6 se observa los diferentes niveles de radiación que se presentan en el departamento del Atlántico obtenidos del mapa de irradiación del IDEAM (IDEAM, 2017).

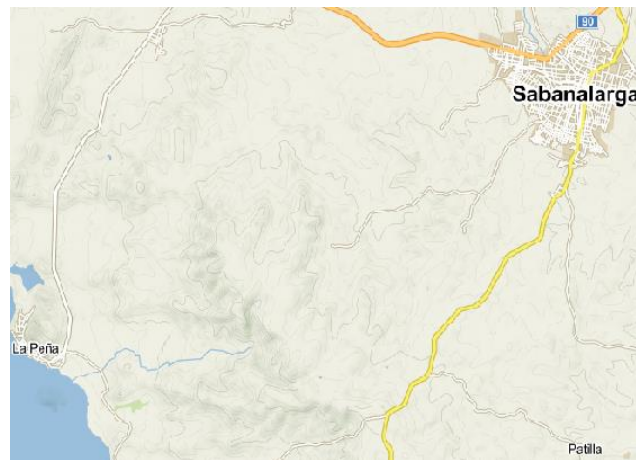


Figura 5. Posición Geográfica

Fuente: Encontrado en la página windy (windy, s.f.)

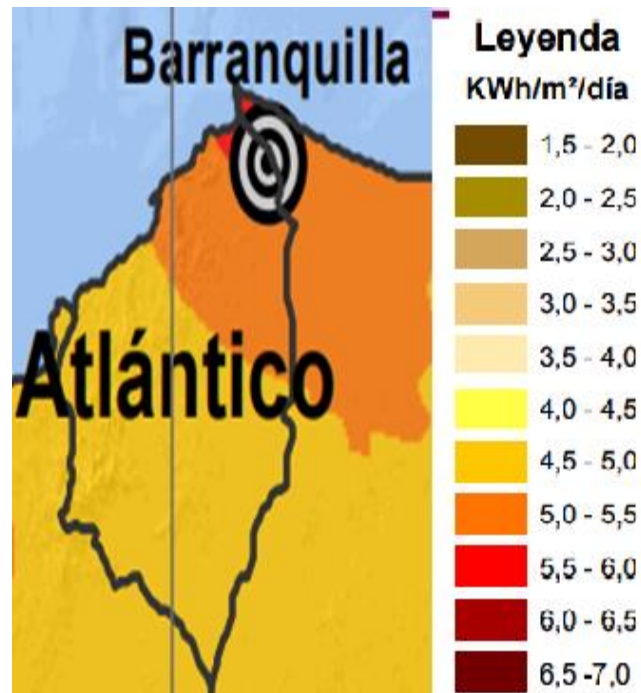


Figura 6. Radiación del departamento del Atlántico

Fuente: Encontrada en la página de la IDEAM (IDEAM, 2017)

Como se aprecia en la Figura 6 el departamento del Atlántico posee una buena irradiación solar, para el caso de La Peña corresponderían los valores de 5-5,5 kWh/m²/día. Siendo estos unos valores excelentes para la implementación de paneles solares como solución para mejorar las falencias del servicio, adicionalmente los impactos de la energía solar son positivos debido a la generación de empleo, la disponibilidad de energía en zonas no-interconectadas, la generación de nuevo conocimiento, entre otros (Pasqualino, Cabrera, & Chamorro, 2014).

Se busca un escenario con una solución confiable para la prestación del servicio de energía eléctrica, para ello se realiza un comparativo en la parte económica entre los escenarios y simulaciones para el comportamiento de las pérdidas del sistema con la implementación de paneles solares

Este sistema de paneles solares pueden ser utilizados diferentes materiales para sus celdas como: células de silicio monocristalino, células de silicio policristalino, células de silicio amorfo, entre otros. (UC, s.f.), dependiendo del material del fabricante y un buen mantenimiento se puede garantizar una vida útil entre los 20-25 años (Ecoheat, s.f.).

Considerando que existen leyes que respaldan e incentivan la generación Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), y entidades que financian estas propuestas como el FAER, se propone una investigación para identificar por medio de diferentes escenarios la mejor forma para invertir en la confiabilidad de la población utilizando el software NEPLAN, los escenarios propuestos son:

- 1) Escenario unitario (escenario 01): consiste en que los consumidores residenciales y comerciales cuente con paneles solares para su autoabastecimiento eléctrico (1000W)
- 2) Escenario de dos Parques Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a BT (1MW) (escenario 02).
- 3) Escenario de dos Parques Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a MT (1MW) (escenario 03)

Planteamiento del problema

El corregimiento de La Peña ubicado en el municipio de Sabanalarga en el departamento del Atlántico, residen aproximadamente 10.000 habitantes (DANE, 2005). Su base económica es la pesca artesanal, se cultivan yucas y maíz, también posee ganadería bovina (Wikiwand, s.f.). Este corregimiento cuenta con un puesto de salud de nivel 1, con un colegio para todo el corregimiento (educacionencolombia, s.f.) y posee una zona turística donde se concentra todo el comercio. La comunidad del corregimiento La Peña manifiesta las inconformidades con el servicio de energía, expresando problemas como salidas de servicio en rangos de 4 a 6 horas y en ocasiones logrando una duración de 6 días. La reiterada ausencia de energía eléctrica afecta la operación del puesto de salud impidiéndole prestar un servicio constante, como también a la institución educativa debido a las altas temperaturas dentro de sus aulas de clases. La zona turística o comercial también se ve afectada, debido al deficiente confort dentro de sus espacios y la parte alimenticia la cual requiere de condiciones de temperatura óptima para su conservación; al no tener la temperatura adecuada los alimentos se dañan generando pérdidas económicas para los pobladores. Opciones como la instalación de mini-generadores a partir de diésel están presentes pero el constante aumento del precio del combustible hace económicamente inviable la instalación de estos equipos, provocando mayores inversiones y pérdidas en los usuarios.

La implementación de proyectos de generación puede mitigar las problemáticas presentadas en este corregimiento generando un desarrollo e impacto social positivo a la comunidad. El problema de investigación que define el perfil del proyecto es: ¿La generación por Fuentes No Convencionales de Energías Renovables permitirá mejorar las deficiencias de prestación de servicio eléctrico presentadas en el corregimiento por medio de los proyectos FAER?

Justificación

El corregimiento de La Peña del municipio de Sabanalarga - Atlántico actualmente posee limitaciones sociales y económicas a causa de las deficiencias presentadas en el servicio eléctrico, estas limitaciones se reflejan en falta de oportunidades para mejorar la calidad de vida, niveles de pobreza, restricción a oportunidades educativas, y carencia de las TIC, entre otros (Bustos González, Sepulveda, & Triviño Aponte, 2014). Aunque este se encuentra interconectado al SIN.

Teniendo en cuenta que en Colombia aproximadamente el 96,7% de su territorio pertenece a las SIN, el tema del déficit del suministro de energía sigue siendo una preocupante para los diferentes departamentos (Hernández, 2016), el gobierno ha establecido leyes que buscan beneficiar los proyectos por medio de fuentes renovables que contribuyan a contra rectar el déficit, también existen entidades encargadas de brindar apoyos financieros a las iniciativas que están regidas bajo el criterio de dichas leyes tales como el Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas Rurales Interconectadas – (FAER).

Considerando los niveles de irradiación que se presentan en el sitio de estudio que son de 5 - 5,5 kWh/m²/día, obtenidos por la IDEAM (IDEAM, 2017) y que el departamento del Atlántico posee un potencial para implementar proyectos fotovoltaicos (Rodríguez Murcia, 2009), se proponen escenarios que hacen uso de la generación con paneles solares. Un primer caso sería la implementación de manera unitaria donde cada consumidor residencial y comercial cuente con paneles solares para su autoabastecimiento. Los otros escenarios contemplan la instalación de parques de generación FV para las diferentes zonas del corregimiento (zona escolar, puesto de salud, comercio, y red de media tensión). Estas propuestas son simuladas mediante el software

NEPLAN, para evaluar y determinar la rentabilidad de los escenarios bajo los lineamientos del FAER.

El suministro continuo de energía eléctrica se ve reflejado a nivel residencial en el uso de electrodomésticos esenciales para las actividades diarias como la conservación de alimentos por medio del refrigerador y la luminaria del hogar, y que también permitan acceder al desarrollo cultural y académico como la televisión, el internet entre otras TIC, mejorando la calidad de vida. Por otro lado, se puede mejorar el servicio de salud, por medio de un servicio continuo y confiable, permitiendo a su vez la ampliación del centro de salud. Se podrán generar nuevos espacios de recreación y entretenimiento e impulsar la economía del lugar garantizando la operación de las actividades productivas y promover un dinamismo constante de turistas.

Objetivos

Objetivo general.

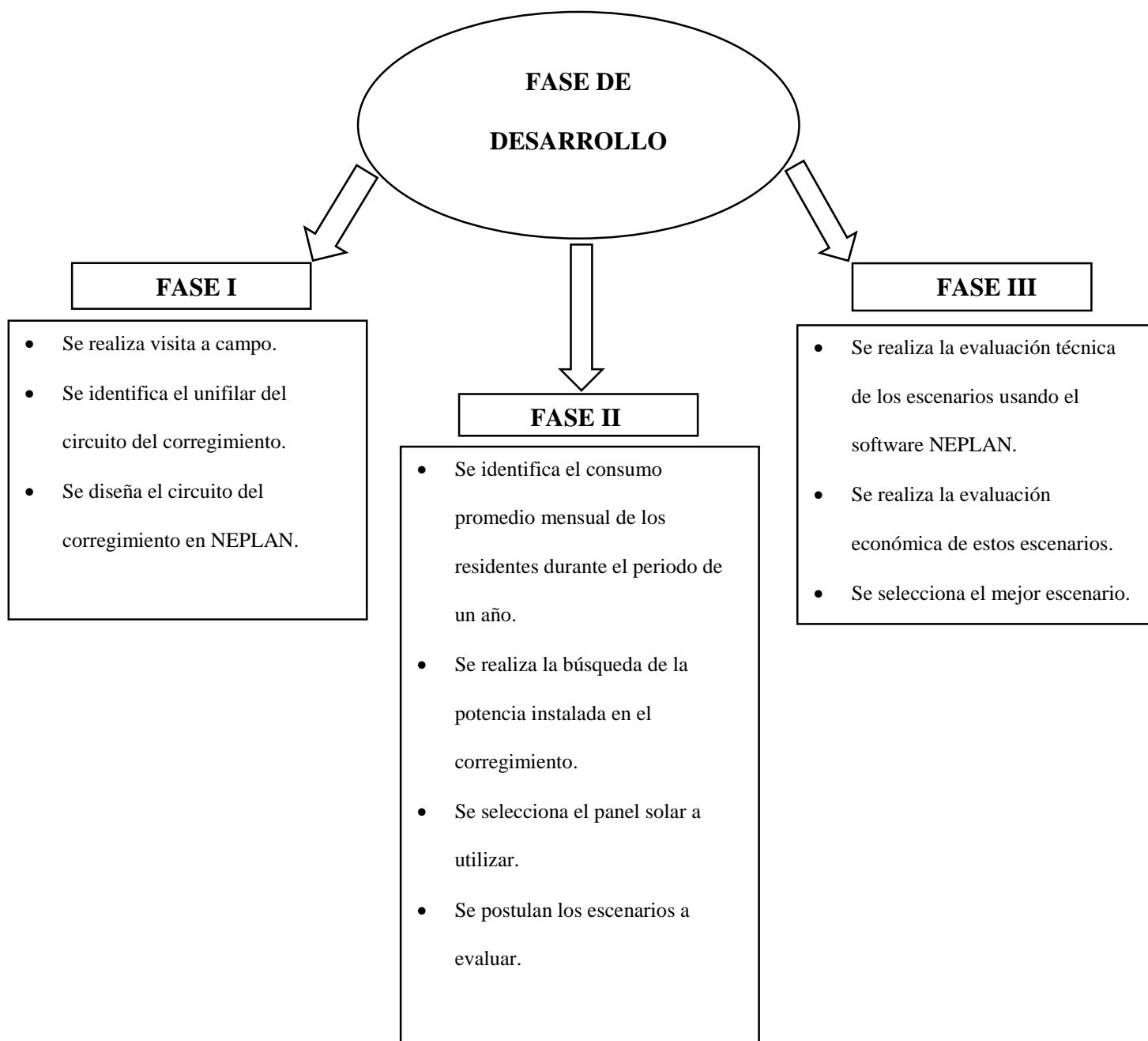
Analizar el comportamiento de la red eléctrica del corregimiento de La Peña – Sabanalarga debido a la inclusión de generación FNCER por medio de financiamiento FAER.

Objetivos específicos.

- 1) Caracterizar el circuito eléctrico del corregimiento de La Peña - Sabanalarga.
- 2) Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico bajo los escenarios formulados para la inclusión de generación FNCER.
- 3) Identificar las características técnico-económicas para la prestación del servicio de energía eléctrica en el corregimiento de La Peña bajo los lineamientos para FAER.

Metodología

La siguiente ilustración muestra las etapas del desarrollo del estudio el cual consta de tres fases:



Capítulo 2 – Contexto

Antecedentes

Hasta la fecha se han realizado iniciativas para dar una buena solución y mejorar el servicio de energía. Algunos de estos proyectos a nivel nacional que utilizan sistemas fotovoltaicos bajo los lineamientos del FAER son mencionados a continuación:

Departamento de Amazonas.

En el departamento de Amazonas se desarrollaron varios proyectos algunos de ellos son:

- Centro de salud La Chorrera, que cuenta con un diésel solar. Sistema híbrido con un campo de generación fotovoltaica. 3.6 kW, con conexiones eléctricas interiores y exteriores y sala de equipos en pleno funcionamiento. Este sistema está trabajando desde el 9 de noviembre de 2011 (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).
- Implementación de solución energética para ubicaciones de Santaren, Puerto Rico, Puerto Huila, Puerto Nuevo, Providencia, Puerto Colombia y Puerto Faraon del departamento de amazonas. Esta solución cubre una población de 1026 residentes, 171 usuarios y tiene un Incremento de 0 a 6 horas de potencia por día (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).
- Construcción de 76 unidades individuales con servicios básicos de Electrificación rural con sistemas fotovoltaicos en comunidades como Pupufia, Buenos Aires, distrito de Tarapacá y Puerto Córdoba en el departamento de Amazonas (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).

Departamento de Arauca.

El departamento de Arauca se ubica en el extremo norte de La comarca del Orinoco. Cuenta con dos proyectos piloto desarrollados por la empresa de potencia Arauca, ENELAR [7]. Estos son:

- El primer prototipo de sistema de electrificación fotovoltaica, Desarrollado en el municipio de Cravo Norte con un poder de alrededor de 720 Wp, para dar a conocer a la Comunidad los beneficios de la energía fotovoltaica (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).
- El segundo prototipo se encuentra en la ENELAR ESP. Empresa del municipio de Arauca. Inicialmente está suministrando un viejo televisor con una potencia estimada de 200W, y una nevera (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).

Departamento del Valle del Cauca.

La empresa colombiana de energía renovable Celsia finalizó el proyecto Celsia Solar Yumbo de 9.8 MW en el municipio de Yumbo, en la región suroccidental de Valle del Cauca, en Colombia. Este proyecto se ha conectado al Sistema Interconectado Nacional.

La central consta de 35.000 módulos fotovoltaicos suministrados por el fabricante chino JinkoSolar. Celsia prevé que la instalación pueda llegar a tener una generación anual de 16 GWh. El parque solar se ubica sobre una superficie ocupada anteriormente por la central termoeléctrica Termoyumbo (EMILIANO BELLINI, 2017)

Departamento de la Guajira.

Se encuentra en la parte norte del país y tiene el mejor recurso de energía eólica y solar.

Debido a la ubicación estratégica de este departamento, varias instituciones han mostrado interés en llevar a cabo proyectos por fuentes de energía no convencionales NCES, especialmente fotovoltaica y de viento. Además, sistemas híbridos han sido implementados, que combinan tecnologías limpias con diésel.

- En los asentamientos rurales municipales de Nazaret y Puerto Estrella, municipio de Uribí, se encuentra el más grande Sistema fotovoltaico del país. Es un sistema de alimentación de red fotovoltaica, que consta de 8 rastreadores solares con una capacidad instalada de 100 kWp. Esto también forma un Sistema híbrido solar – diésel que alcanza una capacidad instalada cercana a 400kWp (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).
- En el poblado rural del municipio Flor del Paraíso, Municipio de Uribia, hay un Sistema híbrido viento-solar-diésel con disponibilidad las 24 horas para proporcionar energía para el dispositivo más frío de un comedor infantil. y a un centro de salud. De la capacidad instalada, 2.9 kWp son PV y 5 kW son eólicos (Hernandez, Trujillo, & Santamaría, 2015).
- La comunidad indígena de Truliyamana ubicada en el municipio de Manaure se busca la construcción de 850 m de red media tensión y 2.360 m de red de baja tensión, el montaje y puesta en servicio de un total de 1 transformador de distribución, con una potencia total de 50 kVA para el beneficio de 35 usuarios (E.S.P, 2017).
- Municipio de Fonseca en la vereda Jawey se construirá una red de MT de 3.270 m y 778 m de red de baja tensión, el montaje y puesta en servicio de un total de 4

- transformadores de distribución, con una potencia total de 35 kVA para el beneficio de 17 usuarios (E.S.P, 2017).
- Municipio de Maicao las veredas de Alto Pino, Simaluncira, Ushulu, Anamana 2, Irruwani, Los Aceitunos y La Paz se busca la construcción de 12.113 m de red de media tensión y 5.515 m de red de baja tensión, el montaje y puesta en servicio de un total de 37 transformadores de distribución, con una potencia total de 255 kVA para el beneficio de 133 usuarios ubicados en la parte residencial (E.S.P, 2017).

Departamento de Bolívar.

En el departamento de Bolívar se llevaron a cabo diferentes proyectos algunos son:

- Municipio de Barranco de loba en las veredas de Puerto Girasol, Hatillo, Escubrillal y Caño Hernán, se construirán 16.785 m de red de media tensión y 2.769 m de red de baja tensión, el montaje y puesta en servicio de un total de 38 transformadores de distribución, con una potencia total de 240 kVA para el beneficio de 115 usuarios ubicados en la parte residencial (E.S.P, 2017).
- Municipio de Carmen de Bolívar en la vereda Arenas del Sur se construirá 7472 m de red de media tensión y 2.425 m de red de baja tensión, el montaje y puesta en servicio de un total de 7 transformadores de distribución, con una potencia total de 55 kVA para el beneficio de 41 usuarios ubicados en la parte residencial (E.S.P, 2017).

Estado del Arte

A continuación, se muestran algunos proyectos realizados a nivel global que son realizados con parques solares conectados a red:

China.

Se ejecutó la primera etapa del proyecto llamado Panda Green Energy, esta primera etapa posee instalado 50 megavatios (MW), esta planta se encuentra ubicada en Datong, provincia de Shanxi, China la cual ya se encuentra conectada a red (EcoInventos, 2017).

Argentina.

El programa Renovar, posee 59 proyectos de los cuales 32 iniciaron el proceso de construcción todo esto con la finalidad de inyectar energía al sistema.

Un ejemplo CAUCHARI es un parque solar de 300 MW dará su apertura el 11 de marzo del 2019, con la finalidad de mejorar el servicio a la comunidad de Jujuy que está a 4.000 metros de altura (Fenés., 2018).

Otro ejemplo es el PARQUE ÉOLICO DEL BICENTENARIO, posee 28 turbinas de 3,6 MW las cuales se utilizarán para mejorar el servicio de Puerto Deseado, noreste de la Provincia de Santa Cruz y al sur de la amplia entrada del Golfo San Jorge (Fenés., 2018).

México.

Energía solar: Acciona y Tuto energy construye gigantesca planta solar en México. La nueva planta de ACCIONA Y Tuto Energy tendrá una potencia de 400 MWp. Denominado Complejo Fotovoltaico Puerto Libertad la nueva planta contará con 1.2 millones de paneles fotovoltaicos, con una superficie de captación solar equivalente a 333 campos de fútbol.

Esta tendrá tres destinos el primero 229 MWp (180 MW nominales) serán destinados a suministrar energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el segundo destino 114 MWp

(90 MW nominales) están asignados a atender un contrato privado de compraventa de energía suscrito entre el consorcio propietario del proyecto y la empresa Tuto Energy Trading, cuyo destino final serán las instalaciones de un importante grupo industrial mexicano y finalmente la energía producida por los 61 MWp (47,5 MW nominales) restantes se comercializará en el mercado eléctrico mayorista, tras haberse ampliado la dimensión del proyecto con el fin de optimizar su capacidad de generación en una zona de magnífico recurso solar (ENERGIA LIMPIA XXI, 2018).

India.

Se ha desarrollado el proyecto indio Kurnool Ultra Mega Solar Park, este parque solar cuenta con 1.000 MW de capacidad que están conectados a red, este parque se encuentra ubicado en el distrito de Kurnool, en Andhra Pradesh y ocupa una superficie de 2.400 hectáreas (Roca, 2017).

Japón.

La planta solar Kagoshima Nanatsujima está ubicada en Nanatsujima en la ciudad de Kagoshima, la capital de la prefectura de Kagoshima. El proyecto posee la capacidad de generación anual de 78.800 MWh, se espera que se pueda suministrar el servicio a 22.000 hogares aproximadamente ubicados en la parte residencial; la energía generada por la planta se venderá a Kyushu Electric Power, esta es una empresa de servicios públicos local (Power Technology, s.f.).

Capítulo 3 – Contexto Colombiano

Marco legal Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales

Interconectadas (FAER).

A continuación, la Tabla 1 se presenta el marco legal que rige el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, las leyes, decretos y normas mostradas a continuación se hace con el fin de entender los requisitos para poder diseñar o crear un proyecto con fuentes no convencionales como también la normalización de redes eléctricas.

Tabla 1

Marco de leyes FAER

Documento	Año	Título	Referencia
(Decreto 1122 art. 1)	2008	De conformidad con la ley, a este Fondo ingresarán los recursos a que se refiere el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas y, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 1117 de 2006 llevará a cabo el programa de normalización de redes eléctricas.	(MME, 2008)
(Decreto 1122 art. 3°)	2008	Con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-068-2003 y de aquellas que la modifiquen o sustituyan, estarán a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta que para tal propósito determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.	(MME, 2008)

(Decreto 1623)	2015	Este decreto hace mención a las destinaciones de los recursos, los cuales se utilizarán para financiar planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía.	(MME, 2015)
(Decreto 1122 art. 5°)	2008	El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, tendrá un Comité de Administración, cuya sigla será CAFAER.	(MME, 2008)
(Decreto 1122 art. 6°)	2008	El Ministerio de Minas y Energía integrará un grupo de apoyo técnico y operativo, cuyas funciones serían Proveer la Secretaría Técnica del CAFAER, Realizar labores técnicas y Llevar a cabo el seguimiento al cumplimiento de las actividades por parte de la interventoría técnica	(MME, 2008)
(Decreto 1122 art. 7°)	2008	La administración e inversión temporal de los recursos y rendimientos provenientes del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas Rurales Interconectadas FAER, estará a cargo de la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.	(MME, 2008)
(Decreto 1623 art. 2°)	2015	Definición de las necesidades y prioridades del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica - PIEC	(MME, 2015)
(Decreto 1513 art. 2°)	2016	Expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN. La expansión del STR y del SDL se hará por parte de los OR y se remunerará, principalmente, a través de la metodología tarifaria para remunerar la actividad de distribución, a cargo de la CREG.	(MME, 2016)

(Decreto 1513 art. 4°)	2016	Expansión del servicio mediante proyectos financiados con recursos FAER. La aprobación de proyectos de expansión de la cobertura en el SIN a ser financiados con recursos del FAER, sin que por ello deba limitarse exclusivamente a esta fuente de financiación, podrá realizarse por el MME, previa viabilidad técnica y financiera efectuada por la UPME.	(MME, 2016)
(Decreto 1122 art. 13°)	2008	Responsabilidad sobre los activos. Una vez concluidas las obras contempladas para el plan, programa o proyecto, el Operador de Red correspondiente energizará los activos, y asumirá la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura construida.	(MME, 2008)
(Decreto 1122 art. 14°)	2008	Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, se ejecutarán por parte del Ministerio de Minas y Energía o por quien éste delegue.	(MME, 2008)
(Decreto 1122 art. 15°)	2008	Propiedad de los activos. Las inversiones con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, tendrán como titular a la Nación-Ministerio de Minas y Energía en proporción a su aporte.	(MME, 2008)

Fuente: Extraída de la página del Ministerio de Minas y Energía (*Ministerio de Minas y Energía, s.f.*)

Soluciones energéticas.

De acuerdo a la normativa colombiana se tienen los siguientes fondos de inversiones para proyectos eléctricos (Figura 7):

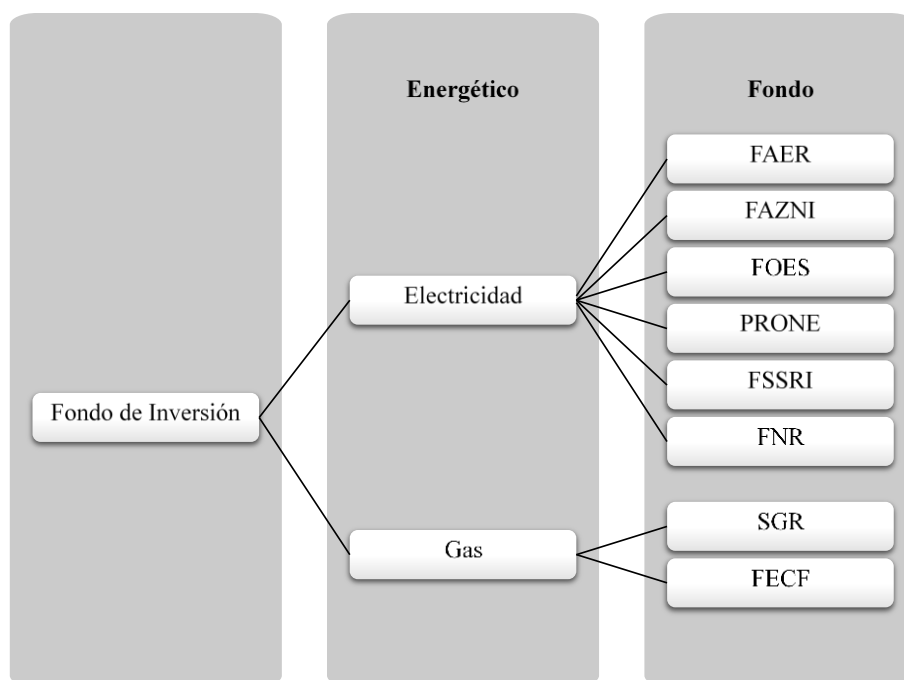


Figura 7. Fondos de inversión del Ministerio de Minas y Energía

Fuente: Encontrada en la página de Trabajo Seguimiento de los procesos de liquidación de proyectos ejecutados por el grupo de fondos (FAER, FAZNI y PRONE) de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía (Mauricio & Molano, 2018).

Comité de administración

Bajo el Artículo 2.2.3.3.1.4. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, tendrá un Comité de Administración, cuya sigla será CAFAER, integrado de la siguiente manera. (Figura 8).



Figura 8. Comité de administración

Fuente: Encontrada en la página de MinMinas (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA , 2015).

Criterios de selección

El Ministerio de Minas y Energía o la entidad delegada por este, una vez vencido el término para presentar los proyectos, procederá a la evaluación de los mismos, para lo cual se determinarán los siguientes aspectos (ENERGÍA, 2015):

- Costo por usuario de cada proyecto.
- Orden de asignación de recursos.
- Evaluación técnica del proyecto.

Costo por usuario de cada proyecto:

El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue evaluará la información presentada para cada proyecto y, de acuerdo con el listado de costos para el nivel de tensión 1 y con el de unidades constructivas para el resto de niveles de tensión, contenido en las resoluciones vigentes expedidas para el efecto por la CREG, determinará el costo total del mismo.

Una vez se haya determinado el costo total del proyecto, se procederá a calcular el costo por usuario del mismo con base en el número de usuarios beneficiados (nuevos y usuarios existentes que van a tener mejoras en el servicio) que se atenderán una vez se construya el mismo. El número de usuarios beneficiados será aquél declarado por el participante que presentó el proyecto (ENERGÍA, 2015).

Orden de asignación de recursos.

El Ministerio somete cada uno de los proyectos al procedimiento aplicable establecido en la Resolución 4 1039 del 31 de octubre de 2016 donde se establecen los requisitos a cumplir para el financiamiento por medio del fondo FAER, y la clasificación que se realiza de acuerdo al orden de elegibilidad según los criterios de eficiencia económica, pobreza de la población, eficiencia de aumento de cobertura y destinación a proyectos que representen usuarios nuevos.

Para calcular el orden de elegibilidad se definió la siguiente ecuación (Ecuación 1):

$$OEP = \frac{NBI_B}{NBI_A} * 20\% + \frac{UN_B}{UN_A} * 40\% + \frac{UE_B}{UE_A} * 10\% + \frac{CxU_A}{CxU_B} * 20\% + Mpaz * 10\%$$

Ecuación 1. formula de asignación de recursos.

Fuente: Encontrada en la página de MinMinas(MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA , 2017)

Donde:

OEP: Orden de elegibilidad de los proyectos.

NBIB: Índice NBI (Necesidades Básicas Insatisfechas) del municipio beneficiado con cada proyecto. Cuando un proyecto beneficia a más de un municipio, el índice *NBIB* se determinará como el promedio ponderado de los índices NBI de los municipios.

NBIA: Mayor índice NBI (Necesidades Básicas Insatisfechas) de los proyectos objeto de evaluación.

UNB: Nuevos usuarios beneficiados con cada proyecto UNA: El mayor *UNB* de los proyectos objeto de evaluación.

UEB: Usuarios existentes beneficiados con cada proyecto.

UEA: El mayor *UEB* de los proyectos objeto de evaluación.

CxUA: El menor costo por usuario de los proyectos objeto de evaluación.

CxUB: Costo por usuario de cada proyecto.

Mpaz: Municipios de paz. Si el proyecto incluye al menos un municipio que hace parte del listado de municipios priorizados por el Gobierno Nacional según hayan sido afectados directamente por el conflicto armado, tendrá el valor de 1 de lo contrario el valor será 0.

Evaluación técnica del proyecto.

Dicha evaluación técnica tendrá los siguientes objetivos (ENERGÍA, 2015):

- Determinar si con el proyecto se afecta en forma negativa el Sistema de Transmisión Regional o el Sistema de Distribución Local al cual se conectará.
- Determinar si el diseño del proyecto efectivamente permite la conexión del número de usuarios declarado por el participante que presentó el proyecto.
- Determinar si el diseño del proyecto permite expansiones futuras de las redes correspondientes al STR y SDL.

Requisitos de participación

Además de cumplir con los requisitos establecidos en el Anexo D de la presente resolución, los participantes deberán enviar al Ministerio de Minas y Energía (ENERGÍA, 2015):

- Carta de Presentación con la solicitud de recursos. La misma debe incluir los datos generales del proyecto, el domicilio y el correo electrónico.
- Certificado de Existencia y Representación.
- Garantía de seriedad y/o cumplimiento de la oferta.
- Análisis de Costos y presupuesto.
- Carta de preaprobación de un crédito por un monto igual al 40% del valor total del proyecto
- Registro en la base de datos del BPIN
- Cronograma de ejecución de Obra.

La Figura 9 muestra el diagrama de procedimiento para la aprobación de un proyecto FAER.

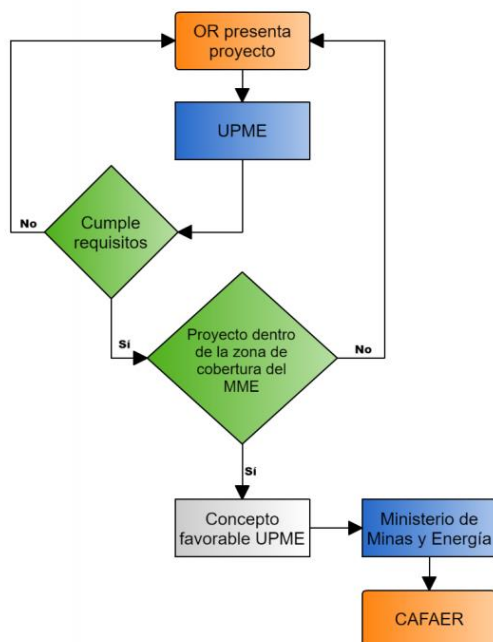


Figura 9. Resumen del proceso para proyectos FAER

Fuente: Encontrada en la página de Guía Formulación y prestación de proyectos (Guía formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR., 2017)

Capítulo 4 – Diseño de los escenarios a evaluar

Con base a la información recolectada se realizó un diagrama equivalente de la condición actual del circuito eléctrico que se encuentra instalado actualmente como se muestra en la Figura 10.

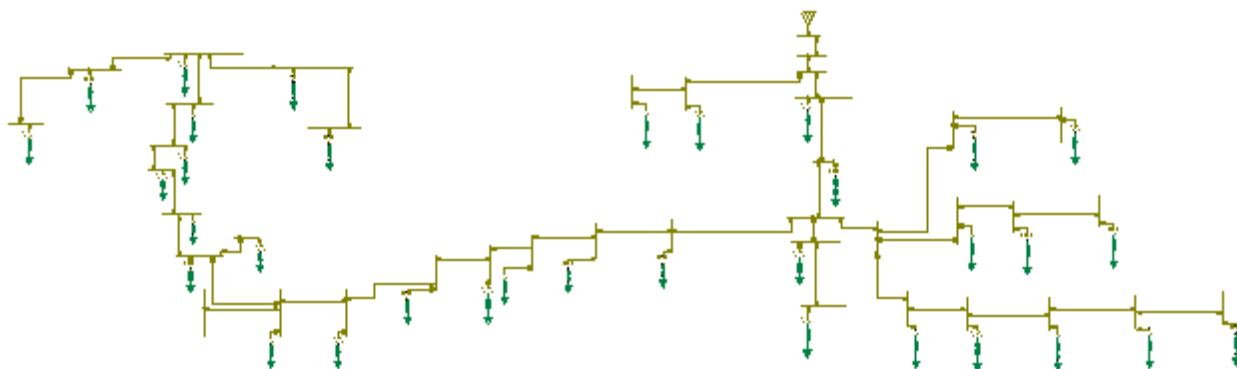


Figura 10. Diagrama equivalente del corregimiento La Peña en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998)

En la Figura 11 se presenta el circuito del corregimiento con 896 usuarios conectados a la red.

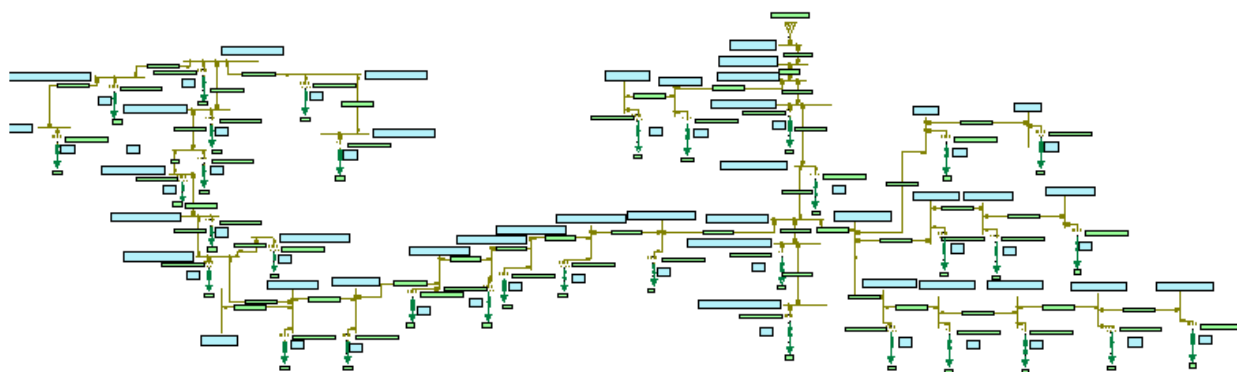


Figura 11. Diagrama unifilar de la peña.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

La arquitectura de red eléctrica es radial, trifásica 13.8 kVA que inicia en la subestación de Sabanalarga (Salida 3), este circuito recorre toda la cordialidad, entra al corregimiento Colombia, sigue su derivación a otros corregimientos pasando también por La Peña, posee 896 usuarios conectados, se procede a ejecutar la herramienta flujo de carga del software obteniendo los siguientes resultados de la simulación (Tabla 2).

Tabla 2

Pérdidas del sistema de la red de La Peña

Pérdidas del sistema	Valores
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,103260
Pérdidas de potencia reactiva MVar en la Red	0,040925

Fuente: (NEPLAN, 1998)

En las diferentes visitas técnicas se verificaron las óptimas condiciones de las estructuras, de los transformadores y del tendido eléctrico, los cuales no presentan problemas en sus conexiones o en su parte física. Por otro lado, además de los problemas de ausencia de energía, se evidenciaron altos consumos de energías en los diferentes consumidores. Por lo tanto, la

iniciativa de este proyecto es formular una solución factible para disminuir estos efectos adversos dentro del corregimiento. Con este análisis se busca evaluar diferentes alternativas para determinar la solución más viable en la relación costo-beneficio para los usuarios finales y que también mejore el suministro eléctrico.

Se investiga el comportamiento del clima en Colombia durante los diferentes meses del periodo 2017 en la página del IDEAM (IDEAM, 2017), como también los niveles de radiación solar de ese mismo año durante los diferentes meses como se muestra en la siguiente Figura 12. En estudios realizados se evidenció que el comportamiento de este año era muy similar al comportamiento histórico del clima en Colombia.

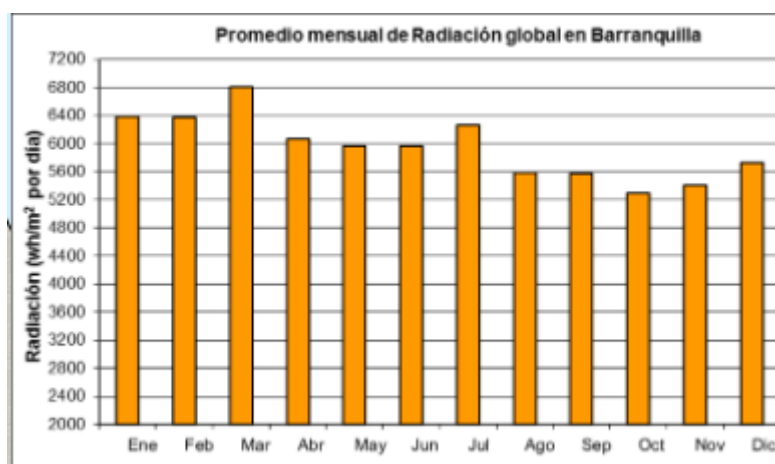


Figura 12. Radiación en barranquilla 2017

Fuente: Encontrada en la página de IDEAM (IDEAM, s.f.)

Posterior a esto se seleccionó para el escenario número 1 el panel solar fotovoltaico CORA-250W de la marca CORADIR S.A, en la Tabla 3, donde se presentan los datos técnicos de este.

Tabla 3

Propiedades Técnicas del panel solar

Propiedades Técnicas	
Potencia máxima nominal (Pmax)	250W
Voltaje a Pmax (vmp)	30,65V
Corriente a Pmax (Imp)	8,17A
Voltaje a circuito abierto (Vco)	37,8V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	8,74A
Eficiencia de Celdas (%)	17,40%
Eficiencia del Módulo	15,30%
Temperatura de operación (C°)	(-40°C~+85°C)
Voltaje máximo del sistema	DC 1000V/600V
Fusible serie máximo	15A
Tolerancia a potencia máxima	(+3%)

Fuente: (CORADIR S.A, 2018).

Así como la Tabla 4 se muestra la ficha técnica del inversor BTP-1000-241 a utilizar.

Tabla 4

Propiedades Técnicas del panel solar escenarios 02 y 03

Propiedades Técnicas	
Potencia máxima nominal (Pmax)	500-1000W
Voltaje de entrada (Input)	31V DC
Voltaje de salida (Output)	110V AC
Corriente sin carga	0,38A
Frecuencia de salida	50Hz/60Hz
Eficiencia	>90%
Temperatura de Trabajo	-5°C-60°C
Humedad de Trabajo	10%-90%

Fuente:(Tecnología Co., s.f.)

Con la información antes mencionadas se realizan las siguientes simulaciones:

Simulación por unitario cada casa con cuatro paneles (1000W).

Para esta simulación se utilizó la información presentada en la

Tabla 5, esta información proviene de un promedio de diez muestras de recibos, la información de consumo de los usuarios y precio de energía para los meses del año 2017 se obtuvo de la oficina virtual de Electricaribe (Electricaribe, pagos electricaribe, 2017).

Tabla 5

Perfil de consumo para el año 2017 de una carga residencial del corregimiento

Precio de energía y consumo de una carga residencial en el periodo 2017			
Meses	Consumo kWh	Precio kWh	Total
Enero	209,2	\$ 385,46	\$ 80.638
Febrero	173,4	\$ 401,73	\$ 69.660
Marzo	178,7	\$ 430,75	\$ 76.975
Abril	186,5	\$ 426,84	\$ 79.606
Mayo	218	\$ 405,75	\$ 88.454
Junio	185,1	\$ 386,50	\$ 71.541
Julio	172,3	\$ 396,98	\$ 68.400
Agosto	221	\$ 408,64	\$ 90.309
Septiembre	181,8	\$ 423,44	\$ 76.981
Octubre	176,9	\$ 431,39	\$ 76.313
Noviembre	197,8	\$ 430,19	\$ 85.092
Diciembre	201	\$ 430,19	\$ 86.468
		TOTAL	\$ 950.437

Fuente: (Electricaribe, pagos electricaribe, 2017).

Este sistema con los paneles solares incorporados queda estructurado como se aprecia en la

Figura 13 donde se puede observar los componentes del proyecto.

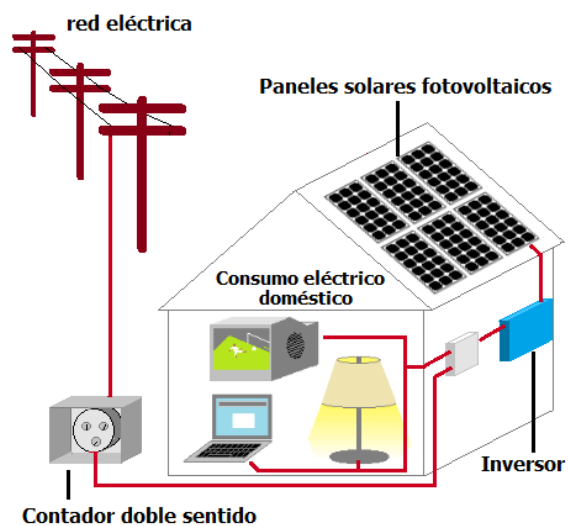


Figura 13. Sistema de generación por panel solar unitario con conexión a red.

Fuente: Encontrada en la página de Sitiosolar (Sitiosolar, s.f.)

En el software NEPLAN se realiza el esquema presentado en la Figura 14.

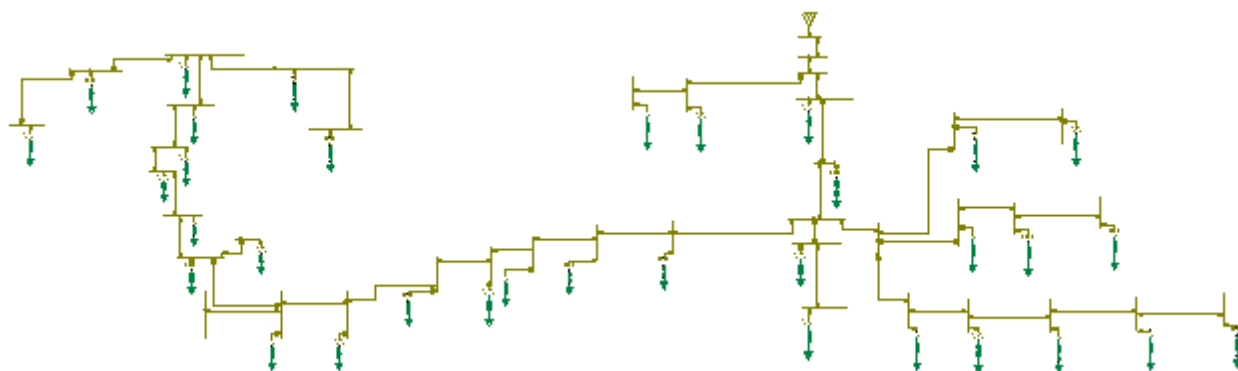


Figura 14. Diagrama equivalente del proyecto sin la implementación de los paneles en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Para este escenario se utilizaron los siguientes datos (

Nombre...	<input type="text" value="USUARIO"/>		
Tipo:	<input type="text"/>		
Tipo de FC:	<input type="text" value="SC"/>		
Unidades:	<input type="text" value="HV"/>		
S .. MVA:	<input type="text" value="0,01"/>	E .. MWh:	<input type="text" value="0"/>
P .. MW:	<input type="text" value="0,009"/>	Fact. Velerder 1:	<input type="text" value="0"/>
Q .. Mvar:	<input type="text" value="0,005"/>	Fact. Velerder 2:	<input type="text" value="0"/>
I .. kA:	<input type="text" value="0,028"/>		
cos(phi):	<input type="text" value="0,89"/>		
Valores escalados			
S oper .. MVA:	<input type="text" value="0,01"/>	Fact. de escal. efect. para P:	<input type="text" value="1"/>
P oper .. MW:	<input type="text" value="0,009"/>	Fact. de escal. efect. para Q:	<input type="text" value="1"/>
Q oper .. Mvar:	<input type="text" value="0,005"/>		
I oper .. kA:	<input type="text" value="0,028"/>		
cos(phi) oper:	<input type="text" value="0,89"/>		

Figura 15), donde se asimilo que la carga del usuario era equivalente al transformador instalado, es decir si el transformador es de 10 KVA la carga (S) es de 10 kVA también, con un coseno (phi) de 0.89.

Figura 15. Datos de carga en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Se procede a ejecutar el software en la herramienta flujo de carga obteniendo los siguientes resultados Tabla 6.

Tabla 6

Pérdidas del sistema sin la implementación de los paneles solares

Pérdidas del sistema	Valores
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,103260
Pérdidas de potencia reactiva MVar en la Red	0,040925

Fuente: (NEPLAN, 1998)

Como se observa en la tabla anterior las pérdidas son iguales a la de la Tabla 2 debido que se está simulando nuevamente el circuito mostrado en la Figura 11. Para poder llevar a cabo la instalación de los paneles solares sin incumplir la normativa de la CREG 030 (GAS, 2018), que indica:

- La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
- La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
- La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

se definieron los diferentes criterios los cuales son:

- A. Transformador con la demanda de este: Se le entregaría a cada usuario 1KW con los paneles solares.
- B. Transformador con poca demanda: Se generaría con los paneles solares la cantidad que tiene el transformador.
- C. Transformador con mucha demanda: Se generaría con los paneles solares la cantidad que tiene conectado el transformador asumiendo 1KW para cada uno.

Se procede a realizar la parametrización de los paneles solares en el software (Figura 16) teniendo en cuenta las condiciones anteriores.

Análisis Dinámico

Parámetros celda única

Icc...A	8,74	alphaIsc...1/°C	0
Voc...V	37,8	betaVoc...V/°C	0
T...°C	33	Tref...°C	25
G...kW/m2	0	Gref...kW/m2	0
Rs...Ohm	100	Vpp...V	30,65
n	4	Ipp...A	8,17

PV array

Nser	1
Npar	1

Figura 16. Datos del panel solar y cantidad de panel a usar NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Luego se procede a parametrizar el inversor de corriente que se utiliza, ver Figura 17.

Parámetros

Nombre... INVERSOR

Tipo: [] [...]

☐ Modelo Extendido

Potencia y Voltaje nominales

Sr...MVA:	10
Vr...kV:	0,22

Cteta...deg: 0

Fr (ratio): 1

XQ...pu: 0

R...pu: 0

X...pu: 0

Rp...pu: 1000000

Nodo de Referencia [] [...]

UPFC

XT...pu:	0
XC...pu:	0

Control

1.: U AC

Nodo: [] [...]

Línea, Puerto: [] [...]

Uset...kV 0,22

2.: Q

Nodo: [] [...]

Línea, Puerto: [] [...]

Q...MVAR 0

Inicialización

☒ Inic. Activa

Md...	1
Mq...	0,01

Cmín...pu: 0

Cmáx...pu: 1

Figura 17. Datos del inversor en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Como el escenario evaluado es unitario el inversor no requiere conectar a un nodo en la parte de control para que regule la tensión en ese nodo, por lo que la casilla en el software se deja en blanco por otro lado, se debe controlar el nivel de tensión que este debe mantener para la vivienda.

Una vez ingresado los parámetros antes mencionados del panel solar y del inversor nuestro sistema queda compuesto de la siguiente manera (Figura 18).

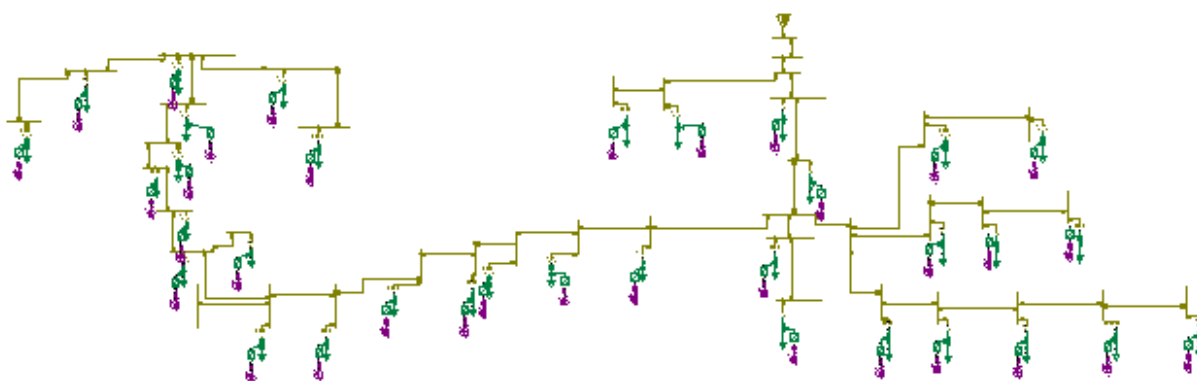


Figura 18. Diagrama de simulación unitaria

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Los colores morados del diagrama son los paneles solares, se procede a ejecutar nuevamente el programa con la herramienta flujo de carga usando las mismas condiciones de la carga, obteniendo la siguiente Tabla 7 como resultados de la simulación.

Tabla 7

Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles

Pérdidas del sistema	Valores
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,023118
Pérdidas de potencia reactiva MVar en la Red	0,014065

Fuente: (NEPLAN, 1998)

El resultado que se muestra en la tabla anterior nos indica que la implementación de los paneles solares en las viviendas puede mejorar las pérdidas de la red debido que la energía que resulta excedente puede ser entregada al sistema mejorando el servicio de energía prestado.

La parte económica del proyecto antes mencionado se puede apreciar en la Tabla 8, donde podemos ver la inversión inicial del proyecto este proyecto se cotizó con la empresa Ambiente Soluciones Energía Solar-LED (Ambiente Soluciones Energía Solar-LED, s.f.).

Tabla 8

Inversión del proyecto

Inversión del proyecto	Valores
Costo de la realización del proyecto unitario	\$ 2.600.000
Costo de la realización del proyecto global	\$ 2.778.100.000
Fuente: (Ambiente Soluciones Energía Solar-LED, s.f.)	

La

Tabla 9 muestra cómo sería la parte económica usando la implementación de los paneles solares, la columna de consumo es el resultado del promedio de 10 recibos, la segunda columna es la generación producida de los paneles en kWh; el subtotal es el resultado de la recta de consumo y generación, el precio es el dado en la factura y el total es subtotal por el precio, la suma obtenida en el total final que se muestra (\$322.981) es lo que el usuario pagaría durante el año lo que demuestra que la implementación de los paneles si genera un ahorro para el usuario.

Tabla 9

Implementación del sistema de paneles solares.

Implementación de paneles solares					
Meses	Consumo kWh	Generación kWh	Subtotal	Precio kWh	Total
Enero	209,2	162	47	\$ 385,46	\$18.194
Febrero	173,4	162	11	\$ 401,73	\$4.580
Marzo	178,7	162	17	\$ 430,75	\$7.194

Abril	186,5	162	25	\$ 426,84	\$10.458
-------	-------	-----	----	-----------	----------

Mayo	218	129,6	88	\$ 405,75	\$35.868
Junio	185,1	129,6	56	\$ 386,50	\$21.451
Julio	172,3	129,6	43	\$ 396,98	\$16.951
Agosto	221	81	140	\$ 408,64	\$57.210
Septiembre	181,8	81	101	\$ 423,44	\$42.683
Octubre	176,9	81	96	\$ 431,39	\$41.370
Noviembre	197,8	81	117	\$ 430,19	\$50.246
Diciembre	201	162	39	\$ 430,19	\$16.777
TOTAL					\$322.981

Fuente: (Elaboración propia)

Para sacar el TIR se realizó la siguiente operación:

Meses del Año (12) * Unidad de Generación * Ganancia de venta (Vent. Gene. – Precio de energía)

El total sería la ganancia del proyecto durante los años (Tabla 10).

Tabla 10

Ganancia del proyecto.

Venta de Generación	Meses	Unidad Generación (Panel kWh)	Ganancia	Total
300	Enero	162	\$ 85,46	\$ 13.844,52
	Febrero	162	\$ 101,73	\$ 16.480,26
	Marzo	162	\$ 130,75	\$ 21.181,50
	Abril	162	\$ 126,84	\$ 20.548,08
	Mayo	129,6	\$ 105,75	\$ 13.705,20
	Junio	129,6	\$ 86,50	\$ 11.210,40
	Julio	129,6	\$ 96,98	\$ 12.568,61
	Agosto	81	\$ 108,64	\$ 8.799,84
	Septiembre	81	\$ 123,44	\$ 9.998,64
	Octubre	81	\$ 131,39	\$ 10.642,59
	Noviembre	81	\$ 30,19	\$ 10.545,39
	Diciembre	162	\$ 130,19	\$ 21.090,78
TOTAL				\$ 170.615,81

Fuente: (Elaboración propia)

La Tabla 11 muestra el ahorro anual de las cargas, así como del TIR, el TIR se puede dar en valores positivos o negativos, si se dan en valores negativo quiere decir que la rentabilidad o los intereses a recibir por nuestra inversión van a ser muy bajos, sería mejor no invertir para su

desarrollo. Por el contrario, si este es positivo, se obtendría mayor rentabilidad haciendo viable la ejecución del proyecto (Rafael Sancho Zamora, 2013).

Tabla 11

Ahorro anual y TIR del proyecto

Ahorro anual y TIR	Valores
Ahorro	\$627.456
TIR (10 Años)	-7

Fuente: (Elaboración propia)

Simulación de dos Parque Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a BT (1MW)

Para este escenario se conecta a la red de baja tensión dos con un total de 1,000 paneles solares de 500W de potencia para generar 1MW. La ubicación de estos parques se muestra en la Figura 19, los cuales fueron ubicados de esta manera debido que las simulaciones realizadas muestran que de esta forma se mantiene la tensión en los nodos entre 95% y 99% si se cambia la posición esta tensión podría variar entre 70% y 80%, así como también esta localización no afectaría el crecimiento de la población.



Figura 19. Ubicación de los parques solares.

Fuente: Encontrada en la página de GOOGLMAPS (GoogleMaps, 2017).

Las condiciones de la carga siguen siendo las mismas que en el caso anterior Figura 20.

Nombre...	USUARIO	
Tipo:		
Tipo de FC:	SC	
Unidades:	HV	
S .. MVA:	0,01	E .. MWh:
P .. MW:	0,009	Fact. Velander 1:
Q .. Mvar:	0,005	Fact. Velander 2:
I .. kA:	0,028	
cos(phi):	0,89	

Valores escalados		
S oper .. MVA:	0,01	Fact. de escal. efect. para P:
P oper .. MW:	0,009	Fact. de escal. efect. para Q:
Q oper .. Mvar:	0,005	
I oper .. kA:	0,028	
cos(phi) oper:	0,89	

Figura 20. Datos de carga en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Se procede a realizar el unifilar del circuito con la conexión de los parques de generación el cual queda compuesto como se observa en la siguiente Figura 21.

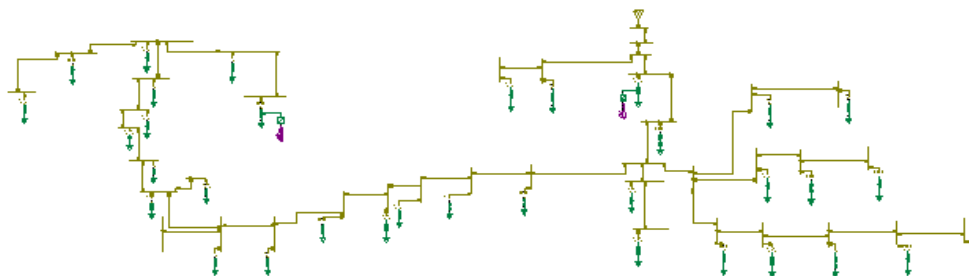


Figura 21. Diagrama equivalente elaborado en NEPLAN.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Los colores morados del diagrama son los paneles solares, la Figura 22 muestra el circuito elaborado en NEPLAN con los parques conectados a los extremos de este.

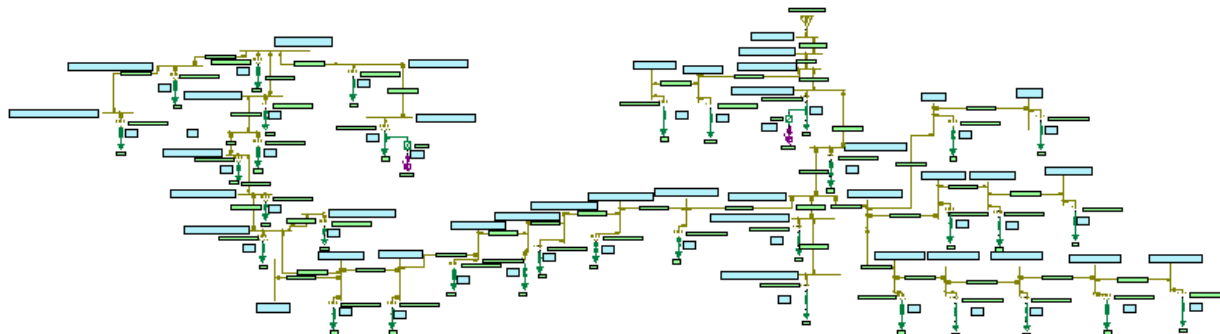


Figura 22. Diagrama de los parques en NEPLAN

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Los datos del panel a utilizar se observan en la siguiente Tabla 12.

Tabla 12

Datos técnicos del panel

Propiedades Técnicas	
Potencia máxima nominal (Pmax)	500W
Voltaje a Pmax (vmp)	48,63V
Corriente a Pmax (Imp)	10,28 A
Voltaje a circuito abierto (Vco)	59,01V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	10,87 A
Eficiencia de Celdas (%)	19,51%
Eficiencia del Módulo	15,30%
Temperatura de operación (C°)	(-40°C~+85°C)

Fuente: (bluesunpv, 2017)

La Tabla 13 muestra los datos a utilizar del inversor que se utilizaría para la conexión a la red.

Tabla 13

Datos técnicos del Inversor

Propiedades Técnicas	
Potencia máxima nominal (Pmax)	500kW
Voltaje de entrada (Input)	48V DC
Voltaje de salida (Output)	110V AC
Frecuencia de salida	50Hz/60Hz
Eficiencia	>85%

Fuente: (spanish, s.f.)

Luego se procede a parametrizar el inversor de corriente que se utilizará, como está conectado a red se le agrega en el espacio “Nodo” el nombre del nodo correspondiente, Figura 23.

Nombre:

Tipo:

☐ Modelo Extendido

Potencia y Voltaje nominales

Sr .. MVA:

Vr .. kV:

Cteta .. deg:

Fr (ratio):

XQ .. pu:

R .. pu:

X .. pu:

Rp .. pu:

Nodo de Referencia:

UPFC

XT .. pu:

XC .. pu:

Control

1.:

Nodo:

Línea, Puerto:

Uset .. kV:

2.:

Nodo:

Línea, Puerto:

Q .. MVAR:

Inicialización

☒ Inic. Activa

Md ..

Mq ..

Cmín .. pu:

Cmáx .. pu:

Figura 23. Datos del inversor.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Una vez ingresado los valores y realizado la respectiva conexión del parque a la red se procede a ejecutar la herramienta flujo de carga del software, arrojando los siguientes resultados de su simulación Tabla 14.

Tabla 14

Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles solares NEPLAN

Pérdidas del sistema	Valores
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,064843
Pérdidas de potencia reactiva MVar en la Red	0,547074

Fuente: (NEPLAN, 1998)

Como se observa en la tabla anterior, las pérdidas del sistema se reducen con relación a la simulación inicial, recogidas en la Tabla 2. Luego se realiza la simulación de la falla monofásica con la herramienta “cortocircuito”, ver .

Tabla 15.

Tabla 15

Simulación de cortocircuito

Redes sin alimentación ante fallas en el sistema	Valores
Número de redes sin alimentación	0

Fuente: (NEPLAN, 1998)

De la simulación anterior se observa que no sale la carga si en la red se produjera alguna falla.

La parte económica del proyecto se aprecia a continuación (Tabla 16) consumo de los usuarios.

Tabla 16

Evaluación económica sin la implementación de los paneles

Precio de energía y consumo de 896 usuarios			
Meses	Consumo kWh	Precio kWh	Total
Enero	187443	\$ 385,46	\$ 72.251.856
Febrero	155366	\$ 401,73	\$ 62.415.344
Marzo	160115	\$ 430,75	\$ 68.969.622
Abril	167104	\$ 426,84	\$ 71.326.671
Mayo	195328	\$ 405,75	\$ 79.254.336
Junio	165850	\$ 386,50	\$ 64.100.870
Julio	154381	\$ 396,98	\$ 61.286.090

Agosto	198016	\$ 408,64	\$	80.917.258
Septiembre	162893	\$ 423,44	\$	68.975.327
Octubre	158502	\$ 431,39	\$	68.376.350
Noviembre	177229	\$ 430,19	\$	76.242.057
Diciembre	180096	\$ 430,19	\$	77.475.498
TOTAL			\$	851.591.281

Fuente: (Elaboración propia)

Luego se evalúa con la implementación de generación con los paneles como se observa a continuación (Tabla 17), la columna de consumo es el resultado del promedio de 10 recibos multiplicado por los 896 usuarios, la segunda columna corresponde a la generación producida de los paneles en kWh; el subtotal es el resultado de la resta de consumo y generación, el precio es el dado en la factura y el total es subtotal por el precio. La suma obtenida en el total final que se muestra (\$537.863.377) es lo que los usuarios pagarían durante el año; lo que demuestra que la implementación de los paneles si genera un ahorro para los usuarios.

Tabla 17

Evaluación económica con la implementación de panel

Implementación de paneles solares					
Meses	Consumo kWh	Generación kWh	Subtotal	Precio kWh	Total
Enero	187443	81000	106443	\$ 385,46	\$ 41.029.596
Febrero	155366	81000	74366	\$ 401,73	\$ 29.875.214
Marzo	160115	81000	79115	\$ 430,75	\$ 34.078.872
Abril	167104	81000	86104	\$ 426,84	\$ 36.752.631
Mayo	195328	64800	130528	\$ 405,75	\$ 52.961.736
Junio	165850	64800	101050	\$ 386,50	\$ 39.055.670
Julio	154381	64800	89581	\$ 396,98	\$ 35.561.786
Agosto	198016	40500	157516	\$ 408,64	\$ 64.367.338
Septiembre	162893	40500	122393	\$ 423,44	\$ 51.826.007
Octubre	158502	40500	118002	\$ 431,39	\$ 50.905.055
Noviembre	177229	40500	136729	\$ 430,19	\$ 58.819.362
Diciembre	180096	81000	99096	\$ 430,19	\$ 42.630.108
TOTAL					\$ 537.863.377

Fuente: (Elaboración propia)

Para sacar el TIR se realizó la siguiente operación:

$$\text{Meses del Año (12)} * \text{Unidad de Generación} * \text{Venta de Generación}$$

El total seria la ganancia del proyecto durante los años (Tabla 18).

Tabla 18

Ganancia del proyecto.

Meses	Unidad Generación (Panel kWh)	Venta de Generación	Resultado
Enero	81000	\$ 300,00	\$ 24.300.000,00
Febrero	81000	\$ 300,00	\$ 24.300.000,00
Marzo	81000	\$ 300,00	\$ 24.300.000,00
Abril	81000	\$ 300,00	\$ 24.300.000,00
Mayo	64800	\$ 300,00	\$ 19.440.000,00
Junio	64800	\$ 300,00	\$ 19.440.000,00
Julio	64800	\$ 300,00	\$ 19.440.000,00
Agosto	40500	\$ 300,00	\$ 12.150.000,00
Septiembre	40500	\$ 300,00	\$ 12.150.000,00
Octubre	40500	\$ 300,00	\$ 12.150.000,00
Noviembre	40500	\$ 300,00	\$ 12.150.000,00
Diciembre	81000	\$ 300,00	\$ 24.300.000,00
TOTAL			\$ 228.420.000,00

Fuente: (Elaboración propia)

La

Tabla 19 podemos ver la inversión inicial del proyecto este proyecto se cotizó con la empresa Ambiente Soluciones Energía Solar-LED (Ambiente Soluciones Energía Solar-LED, s.f.), como el anual de las cargas, así como del TIR, el TIR se puede dar en valores positivos o negativos, si se dan en valores negativo quiere decir que la rentabilidad o los intereses a recibir por nuestra inversión van a ser muy bajos, sería mejor no invertir para su desarrollo. Por el contrario, si este es positivo, se obtendría mayor rentabilidad haciendo viable la ejecución del proyecto (Rafael Sancho Zamora, 2013).

Tabla 19

Inversión del proyecto y TIR

Inversión del proyecto	Valores
Costo de la realización del proyecto unitario	\$ 1.871.822
Costo de la realización del proyecto global	\$ 1.684.640.000
Ahorro Individual	\$ 350.143
Ahorro Total	\$ 313.727.904
TIR (10 Años)	6%

Fuente: (Elaboración propia)

Simulación de dos Parque Solar Fotovoltaico (PSV) conectado a MT (1MW).

Para este escenario se conecta a la red de media tensión dos parques con 1,000 panel solar de 500W para generar 1MW, este escenario se diferencia de los anteriores debido que para poder conectar el parque a la red de media tensión es necesario utilizar Smart Meter Trifásico que le permite al parque conectar al sistema sin realizar anomalías a este. La ubicación de estos parques es la misma que el escenario anterior (Figura 19), así como las condiciones de la carga son iguales al escenario anterior. Posteriormente se procede a realizar el unifilar equivalente del circuito con la conexión de los parques de generación, ver Figura 24.

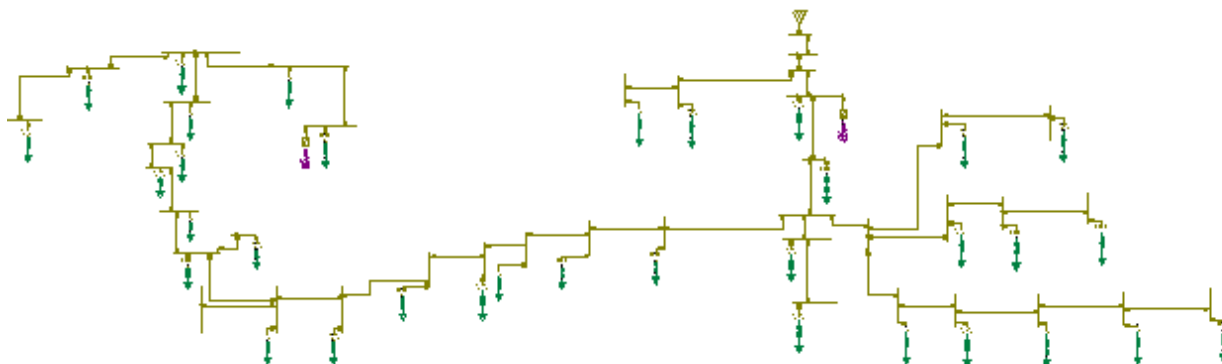


Figura 24. Diagrama equivalente de conexión a media tensión de los parques.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Los colores morados del diagrama son los paneles solares, la Figura 25 muestra el circuito elaborado en NEPLAN con los parques conectados a los extremos de este.

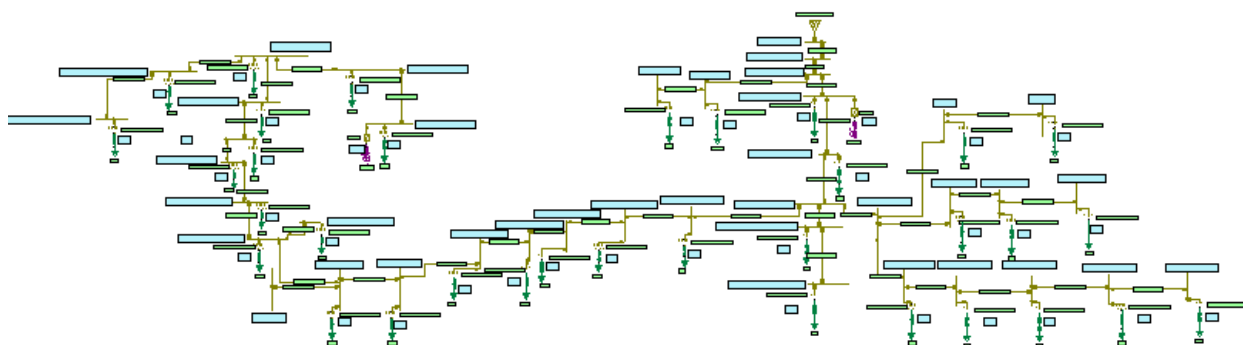


Figura 25. Diagrama en NEPLAN de los parques a MT.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Los paneles solares a utilizar siguen siendo los mismos que en el escenario anterior (Tabla 12). Luego se procede a parametrizar el inversor de corriente que se utilizará, como está conectado a red se le agrega en el espacio “Nodo” el nombre del nodo correspondiente, Figura 26.

Parámetros

Nombre... **INVERSOR**

Tipo:

☐ Modelo Extendido

Potencia y Voltaje nominales

Sr .. MVA:

Vr ..kV:

Cteta ..deg:

Fr (ratio) :

XQ ..pu:

R ..pu:

X ..pu:

Rp ..pu:

Nodo de Referencia

UPFC

XT ..pu:

XC ..pu:

Control

1.: **U AC**

Nodo: **BARRAJE DE MEC**

Línea, Puerto:

Uset .. kV

2.: **Q**

Nodo:

Línea, Puerto:

Q .. MVAR

Inicialización

☒ Inic. Activa

Md ..

Mq ..

Cmín ..pu:

Cmáx ..pu:

Figura 26. Datos del inversor.

Fuente: Elaborado en NEPLAN (NEPLAN, 1998).

Una vez ingresado los valores y realizado la respectiva conexión del parque a la red se procede a ejecutar la herramienta flujo de carga del software, arrojando los siguientes resultados Tabla 20.

Tabla 20

Pérdidas del sistema con la implementación de los paneles solares NEPLAN

Pérdidas del sistema	Valores
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,022886
Pérdidas de potencia reactiva MVA _r en la Red	0,009595

Fuente: (NEPLAN, 1998)

Como se observa las pérdidas de la red del sistema se reducen con relación a la simulación inicial (Tabla 2). Luego se realiza la simulación de las fallas trifásicas, bifásicas y bifásicas a

tierra con la herramienta “cortocircuito”, ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 21

Simulación de cortocircuito

Redes sin alimentación ante fallas en el sistema	Valores
Número de redes sin alimentación	0

Fuente: (NEPLAN, 1998)

De la simulación anterior se observa que no sale la carga si en la red se produjera alguna falla en él sistema.

La parte económica del proyecto sin la implementación se muestra a continuación Tabla 22.

Tabla 22

Evaluación económica sin la implementación de los paneles

Precio de energía y consumo de 896 usuarios			
Meses	Consumo kWh	Precio kWh	Total
Enero	187443	\$ 385,46	\$ 72.251.856
Febrero	155366	\$401,73	\$ 62.415.344
Marzo	160115	\$430,75	\$ 68.969.622
Abril	167104	\$426,84	\$ 71.326.671
Mayo	195328	\$405,75	\$ 79.254.336
Junio	165850	\$386,50	\$ 64.100.870
Julio	154381	\$396,98	\$ 61.286.090
Agosto	198016	\$408,64	\$ 80.917.258
Septiembre	162893	\$423,44	\$ 68.975.327
Octubre	158502	\$431,39	\$ 68.376.350
Noviembre	177229	\$430,19	\$ 76.242.057
Diciembre	180096	\$430,19	\$ 77.475.498
		TOTAL	\$ 851.591.281

Fuente: (Elaboración propia)

Luego se evalúa con la implementación de generación con los paneles como se observa a continuación (Tabla 23), la columna de consumo es el resultado del promedio de 10 recibos multiplicado por los 896 usuarios, la segunda columna corresponde a la generación producida de los paneles en kWh; el subtotal es el resultado de la resta de consumo y generación, el precio es

el dado en la factura y el total es subtotal por el precio. La suma obtenida en el total final que se muestra (\$537.863.377) es lo que los usuarios pagarían durante el año lo que demuestra que la implementación de los paneles si genera un ahorro para los usuarios.

Tabla 23

Evaluación económica con la implementación de los paneles

Implementación de paneles solares					
Meses	Consumo kWh	Generación kWh	Subtotal	Precio kWh	Total
Enero	187443	81000	106443	\$ 385,46	\$ 41.029.596
Febrero	155366	81000	74366	\$ 401,73	\$ 29.875.214
Marzo	160115	81000	79115	\$ 430,75	\$ 34.078.872
Abril	167104	81000	86104	\$ 426,84	\$ 36.752.631
Mayo	195328	64800	130528	\$ 405,75	\$ 52.961.736
Junio	165850	64800	101050	\$ 386,50	\$ 39.055.670
Julio	154381	64800	89581	\$ 396,98	\$ 35.561.786
Agosto	198016	40500	157516	\$ 408,64	\$ 64.367.338
Septiembre	162893	40500	122393	\$ 423,44	\$ 51.826.007
Octubre	158502	40500	118002	\$ 431,39	\$ 50.905.055
Noviembre	177229	40500	136729	\$ 430,19	\$ 58.819.362
Diciembre	180096	81000	99096	\$ 430,19	\$ 42.630.108
				TOTAL	\$ 537.863.377

Fuente: (Elaboración propia)

Para sacar el TIR se realizó la siguiente operación:

$$\text{Meses del Año (12)} * \text{Unidad de Generación} * \text{Venta de Generación}$$

El total sería la ganancia del proyecto durante los años (Tabla 24).

Tabla 24

Ganancia del proyecto

Meses	Unidad Generación (Panel kWh)	Venta de Generación	Resultado
Enero	81000	\$ 300	\$ 24.300.000
Febrero	81000	\$ 300	\$ 24.300.000
Marzo	81000	\$ 300	\$ 24.300.000
Abril	81000	\$ 300	\$ 24.300.000
Mayo	64800	\$ 300	\$ 19.440.000
Junio	64800	\$ 300	\$ 19.440.000
Julio	64800	\$ 300	\$ 19.440.000
Agosto	40500	\$ 300	\$ 12.150.000

Septiembre	40500	\$ 300	\$ 12.150.000
Octubre	40500	\$ 300	\$ 12.150.000
Noviembre	40500	\$ 300	\$ 12.150.000
Diciembre	81000	\$ 300	\$ 24.300.000
TOTAL			\$ 228.420.000

Fuente: (Elaboración propia)

La podemos ver la inversión inicial del proyecto este proyecto se cotizó con la empresa Ambiente Soluciones Energía Solar-LED (Ambiente Soluciones Energía Solar-LED, s.f.), como el anual de las cargas, así como del TIR, el TIR se puede dar en valores positivos o negativos, si se dan en valores negativo quiere decir que la rentabilidad o los intereses a recibir por nuestra inversión van a ser muy bajos, sería mejor no invertir para su desarrollo. Por el contrario, si este es positivo, se obtendría mayor rentabilidad haciendo viable la ejecución del proyecto (Rafael Sancho Zamora, 2013).

Tabla 25

Inversión del proyecto y TIR

Inversión del proyecto	Valores
Costo de la realización del proyecto unitario	\$ 2.126.333
Costo de la realización del proyecto global	\$ 1.913.700.000
Ahorro Individual	\$ 350.143
Ahorro Total	\$ 313.727.904
TIR (10 Años)	3%

Fuente: (Elaboración propia)

Para corroborar si la generación de los paneles solares utilizados en los escenarios era el correspondiente, se utilizó el Software RETScreen Expert, tomando como ejemplo el escenario 01 la simulación de este dio como resultado una generación por día de 5400Wh o 5,4kWh, se comparó con otro software como Calculationsolar arrojando una generación de 5,6kWh, lo que

nos indica que la generación de los meses si es la correspondiente en los escenarios planteados, la Tabla 26.

Tabla 26.

Comparación de los valores referenciales de generación con otros softwares

MESES	RETScreen Expert	Calculationsolar	Datos ofrecidos por expertos	Valores referencia
Meses	Generación kW/Mes			
Enero	162	168,48	162	162
Febrero	162	168,48	162	162
Marzo	162	168,48	162	162
Abril	162	168,48	162	162
Mayo	129,6	134,784	129,6	129,6
Junio	129,6	134,784	129,6	129,6
Julio	129,6	134,784	129,6	129,6
Agosto	81	84,24	81	81
Septiembre	81	84,24	81	81
Octubre	81	84,24	81	81
Noviembre	81	84,24	81	81
Diciembre	162	168,48	162	162
Generación Total año	1522,8 kW/año	1583,712 kW/año	1522,8 kW/año	1522,8 kW/año

Fuente: (Elaboración propia)

De los resultados de las simulaciones anteriormente realizadas se muestra la comparación de pérdidas activas y reactivas del escenario base con relación a los escenarios que utilizan los paneles solares **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 27

Comparación de los resultados obtenidos de las simulaciones en NEPLAN

Pérdidas	Escenario Base	Escenario 01	Escenario 02	Escenario 03
Pérdidas de potencia activa MW en la Red	0,103260	0,023118	0,064843	0,022886
Pérdidas de potencia reactiva MVar en la Red	0,040925	0,014065	0,547074	0,009595

Fuente: (Elaboración propia)

Para representar esas pérdidas en dinero se realizó la siguiente formula:

$$S = \sqrt{MW^2 + MVAr^2} = VALOR * 1000KVA = VALORKVA * 24 H * \$ENÉRGIA = \$VALOR * \$MES$$

Obteniendo los siguientes resultados (Tabla 28).

Tabla 28

Perdidas del sistema representadas en dinero

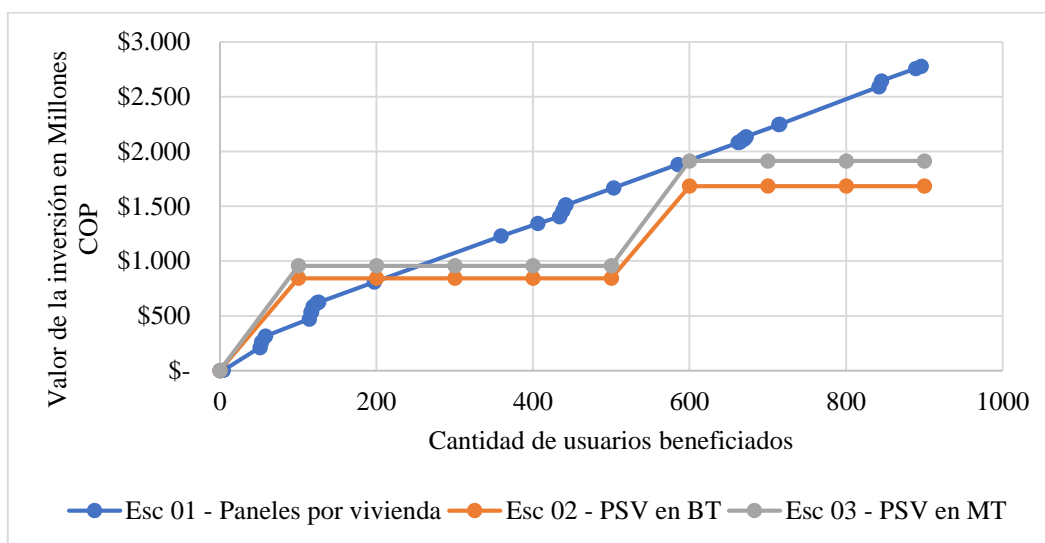
ESCENARIOS	VALOR EN MILLONES COP	VALOR EN MILLONES COP
Escenarios	24 horas	Meses
Esc Base	\$ 799.734	\$ 23.992.032
Esc 01	\$ 194.835	\$ 5.845.050
Esc 02	\$ 3.966.505	\$ 118.995.138
Esc 03	\$ 178.675	\$ 5.360.252

Fuente: (Elaboración propia)

De la tabla anterior se observa que el escenario con la mayor pérdida representadas en dinero es el escenario 02 a pesar de que su TIR sea positiva (6%) no es favorable, el escenario 01 posee unas pérdidas representadas en dinero con relación al escenario base y el escenario 02 muy bajas, esto nos indica que en la parte técnica mejoraría el servicio prestado en el corregimiento, pero no sería rentable para su ejecución ya que su TIR es negativa (-6%) a un plazo de 10 años, por último el escenario con menor perdidas representadas en dinero es el escenario 03, lo que indica que es el mejor escenario para su ejecución debido que la parte técnica se observa que reduce mucho más las perdidas con relación a los demás escenarios así como la parte de perdidas representadas en dinero, lo que garantizaría una mejoría en la calidad del servicio prestada en el corregimiento, a su vez este escenario posee una TIR con valor positivo (3%) a un periodo de 10 años.

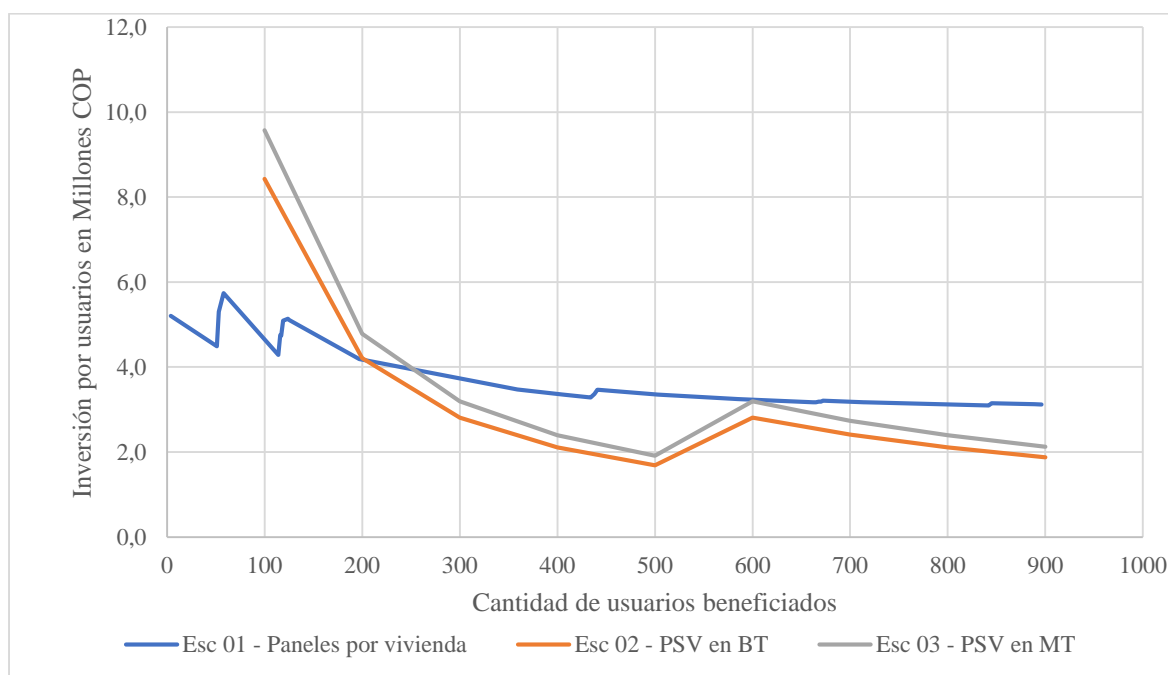
La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que se muestra a continuación muestra la comparación de costos de los escenarios planteados anteriormente.

Figura 27 Comparación de costos de los escenarios.



La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que se muestra a continuación muestra la inversión por usuarios vs cantidad de usuarios beneficiados, donde cada usuario beneficiado realiza una x inversión inicial.

Figura 28 Inversión de usuarios vs cantidad de usuarios beneficiados



De la anterior ilustración se observa que para poblaciones menores a 200 usuarios se puede implementar la generación unitaria debido que su inversión es baja con relación a los parques generadores, para poblaciones igual o mayores a 200 usuarios es más favorable la instalación de parques de generación sea en BT o MT debido que la inversión por unitario llegaría al mismo costo que los parques en algún momento como se observa en las ilustraciones, por lo que realizar la inversión de los parques es la mejor opción debido que a nivel de costos inicial esta tiende a ser más estable a la hora de que la carga llegue a expandirse en un futuro y la parte técnica estos parques mejoraría mucho más las pérdidas del sistema por lo que se obtendría una óptima prestación del servicio de energía.

Para la parte ambiental de los escenarios nos basamos en la normativa de la CREG, las cuales mencionan que las centrales de menor capacidad a 10 MW no requieren licencia ambiental, en este caso la otorga la Corporación Autónoma Regional del Atlántico (CRA), pero deberán obtener los permisos necesarios para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales ante la autoridad ambiental regional competente (CREG, s.f.). Como se puede apreciar que, en ambos escenarios, las potencias son menores de 10 MW por lo que solo deben cumplir los permisos necesarios para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales ante la autoridad ambiental regional (CRA).

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Los resultados obtenidos presentan que para poblaciones menor o igual a 200 usuarios sería la implementación de panel por unitario ya que su inversión es menor con relación a los demás escenarios, aunque no posee una TIR rentable durante los 10 primeros años.

Se analiza que para poblaciones superiores a los 200 usuarios sería más rentable instalar PSV a MT ya que serían las pérdidas técnicas menores y la representación de esta en dinero también por lo tanto mejoraría la calidad en la prestación del servicio de energía que es lo que los fondos financieros estarían buscando a la hora de ejecutar un proyecto, así como también estos parques se harían con la proyección del lugar.

De las simulaciones realizadas se observa que las utilidades de las FNCER son alternativas viables para mejorar la confiabilidad del servicio de energía debido que reducen las pérdidas del sistema y el excedente de energía podría ser entregada al SIN permitiendo una mejora en la flexibilidad de la red.

La entidad FAER posee una fórmula para determinar la asignación de recursos para los proyectos, esta asignación puede ser financiar el proyecto en su totalidad o de manera parcial esto lo determinaría la puntuación que el proyecto obtendría de esa fórmula (se da prioridad de mayor a menor porcentualización).

Recomendaciones

Se recomienda no realizar instalaciones de paneles solares en el centro del corregimiento debido que la loma que allí se encuentra está erosionada y se corre el riesgo de que los equipos instalados lleguen a sufrir algún daño.

Se recomienda utilizar parques solares conectados a media tensión en dado caso la población sea mayor o igual a 200 usuarios, debido que mejoraría las pérdidas del sistema, cuanto a parte económica para las poblaciones menores a 200 usuarios es recomendable la instalación de manera unitaria ya que su inversión es más baja con relación a los parques de generación.

Además de esta investigación, pueden salir investigaciones futuras como la utilización de otras FNCER se podrían implementar para suplir la demanda en horario nocturno, investigación sobre generación híbrida para prevenir que el servicio de energía no sea constante en dado caso el sistema o una de las generaciones este en mantenimiento, como también se puede realizar el estudio económico del proyecto considerando los costos asociados al montaje, mano de obra y mantenimiento, así como también estudios de modelos de negocio para la comercialización de la energía generada por las FNCER.

Referencias

- EMILIANO BELLINI. (04 de septiembre de 2017). *Pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/09/04/conectado-a-la-red-primer-parque-solar-de-colombia/>
- accuweather. (16 de 11 de 2017). *Clima en Atlantico*. Obtenido de https://www.google.com.co/search?rlz=1C1CHBD_esCO800CO800&q=cual+es+el+clima+de+barranquilla&sa=X&ved=0ahUKEwiQmYjr2I7dAhXQneAKHS-MDW0Q1QIIkAEoAA&biw=1920&bih=974
- Ambiente Soluciones Energía Solar-LED. (s.f.). Obtenido de https://www.ambientesoluciones.com/sitio/indice_productos_tienda.php?comprar=1&tag=19
- atlas ideam. (2017). Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- bluesunpv. (2017). Obtenido de https://es.bluesunpv.com/bluesun-single-panel-mono-500w-500watt-500wp-solar-panel-pv-module_p249.html
- Bustos González, J. F., Sepulveda, A. L., & Triviño Aponte, K. (2014). ZONAS NO INTERCONECTADAS ELÉCTRICAMENTE EN COLOMBIA: PROBLEMAS Y PERSPECTIVA. *ECONOGRAFOS*, 1-27.
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPUBLICA. (Diciembre de 2017). Obtenido de <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/764185/INFORME+AUDITORIA+DE+CUMPLIMIENTO+ELECTRICARIBE+S.A+Nov+2016+-+Sep+2017.PDF/dcbfa04d-8438-460c-8216-3f8613186373?version=1.1>
- CORADIR S.A. (2018).
- Corporación Autonoma Regional del Atlántico. (2018). Obtenido de <http://www.crautonomia.gov.co/>

- CREG. (2018). Obtenido de <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/objetivo>
- CREG. (s.f.). *ASPECTOS JURÍDICOS AMBIENTALES PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA*. Obtenido de http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/aspectos_juridicos_ambientales_proy_energeticos.pdf
- DANE. (2005). *Censo Básico*. Obtenido de <http://systema59.dane.gov.co/cgi-bin/RpWebEngine.exe/PortalAction?&MODE=MAIN&BASE=CG2005BASICO&MAIN=WebServerMain.inl>
- E.S.P, E. d. (Febrero de 2017). *emsa*. Obtenido de <http://www.emsa-esp.com.co/new/contratacion/docs/docs955/DBI%20INV%20PUB%20007-2017%20CONSTRUCCION%20%20FAER%20435.pdf>
- Ecoheat. (s.f.). *Vida útil de un panel solar*. Obtenido de <https://ecoheat.com.mx/la-vida-util-de-un-panel-solar-es/>
- EcoInventos. (05 de Julio de 2017). Obtenido de <https://ecoinventos.com/inaugurada-en-china-una-granja-solar-en-forma-de-panda/>
- educacionencolombia. (s.f.). *INSTITUCIÓN EDUCATIVA TÉCNICO DE LA PEÑA EN ATLÁNTICO, SABANALARGA*. Obtenido de <https://guia-atlantico.educacionencolombia.com.co/veinte/INSTITUCION-EDUCATIVA-TECNICO-DE-LA-PENA-sabanalarga-atlantico-i15337.htm>
- Electricaribe. (2017). *BDlv10*. Barranquilla.
- Electricaribe. (10 de 11 de 2017). *pagos electricaribe*. Recuperado el 10 de 11 de 2017, de <https://pagoselectricaribe.facture.co/Consulta#/View/6722007117/Factura%20electricaribe/true/6722007117/false>

Electricaribe. (11 de 12 de 2017). *pagos electricaribe*. Obtenido de

<https://pagoselectricaribe.facture.co/Consulta#/List>

ENERGIA LIMPIA XXI. (18 de marzo de 2018). Obtenido de

<https://energialimpiaparatodos.com/2018/03/18/energia-en-mexico-avanza-por-mas/>

ENERGÍA, M. D. (2015). Obtenido de

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/170046/Decreto+%C3%9Anico+Reglamento+Sector+Minas+y+Energ%C3%ADa.+Actualizaci%C3%B3n+240815f1.pdf/e3cecd15-e0f7-47bf-9f8b-16328052efd9>

Fenés., G. (20 de marzo de 2018). *Energia Estrategica*. Obtenido de

<http://www.energiaestrategica.com/los-nombres-uno-uno-32-proyectos-energias-renovables-construccion-argentina/>

GoogleMaps. (2017). Obtenido de

<https://www.google.com/maps/place/Cementerio+Municipal+La+Pe%C3%B1a/@10.5831786,-75.0285088,2083m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8ef60b052e0b5a29:0x5cec95a2e8630c38!8m2!3d10.583147!4d-75.0237881>

Guía formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR,. (2017). Obtenido de

<http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/6538/1/VillarruelCanoKatherine2017.pdf>

Hernández, J. S. (21 de Abril de 2016). Obtenido de LR la republica :

<https://www.larepublica.co/infraestructura/deficit-de-energia-es-solo-de-333-del-total-de-la-poblacion-2371496>

Hernandez, J., Trujillo, C. L., & Santamaría, F. (2015). Photovoltaic Projects Developed in Non-Interconnected Zones in Colombia. *IEEE*. doi: 10.1109/PVSC.2015.7356258

ideam. (s.f.). Obtenido de

<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html><http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

IDEAM. (2017). Obtenido de http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/prediccion-climatica/-/document_library_display/ljPLJWRaQzCm/view/4538506

IDEAM. (2017). *ATLAS IDEAM*. Obtenido de

<http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionSolar13.pdf>

JingJiang, D. W. (21 de Noviembre de 2017). *ScienceDirect*. Obtenido de

https://ezproxy.cuc.edu.co:2121/S0360132318301082/1-s2.0-S0360132318301082-main.pdf?_tid=bda9cf71-c773-4ae4-b1d3-7994be8dd7c1&acdnat=1551208969_fb1f9fcda856054440d181acd7343da1

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA . (2015). Obtenido de

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/170046/Decreto+%f2nico+Reglamentario+Sector+Minas+y+Energ%92a.pdf/8f19ed1d-16a0-4a09-8213-ae612e424392>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA . (20 de 11 de 2017). Obtenido de

https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23954498/acta_CAFAER_49_2017.pdf/4a2c4604-ab60-4175-a25c-ee30c87fc287

Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). *Ministerio de Minas y Energía*. Obtenido de

<https://www.minminas.gov.co/faer>.

minminas. (2006). *MINMINAS*. Obtenido de

https://www.minminas.gov.co/documents/10180/667537/Guia_proyectos_upme2006.pdf/3bffb50b-407b-414e-a9db-58f7fc0fde5a

MINMINAS. (20 de 11 de 2017). Obtenido de

https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23954498/acta_CAFAER_49_2017.pdf/4a2c4604-ab60-4175-a25c-ee30c87fc287

MME. (2008). *FAER*. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/faer>.

MME. (30 de diciembre de 2015). *apolo*. Obtenido de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/7cf24c745349e2bd05257f2b006a3c1a?OpenDocument>

MME. (2015). *FAER*. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/faer>.

MME. (2016). *FAER*. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/faer>.

MME. (08 de junio de 2018). Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/faer>.

NEPLAN. (1998). Obtenido de <https://www.neplan.ch/?lang=es>

Pasqualino, J., Cabrera, C., & Chamorro, V. M. (2014). Los impactos ambientales de la

implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *Prospect*, 68-75.

Power Technology. (s.f.). Obtenido de [https://www.power-technology.com/projects/kagoshima-](https://www.power-technology.com/projects/kagoshima-nanatsujima-mega-solar-power-plant/)

[nanatsujima-mega-solar-power-plant/](https://www.power-technology.com/projects/kagoshima-nanatsujima-mega-solar-power-plant/)

Rafael Sancho Zamora. (18 de 02 de 2013). *abc*. Obtenido de

<https://www.abc.es/toledo/20130218/abcp--20130218.html>

Renovable. (26 de febrero de 2018). Obtenido de <https://erenovable.com/energias-renovables/>

- Roca, J. A. (22 de 05 de 2017). *Elperiodicodelaenergia.com*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-india-kurnool-se-convierte-en-la-mayor-planta-fotovoltaica-del-mundo/>
- Rodríguez Murcia, H. (2009). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *revista de ingeniería. Universidad de los Andes.*, 83-89.
- Sitiosolar. (s.f.). Obtenido de <http://www.sitiosolar.com/el-autoconsumo-fotovoltaico-inyectado-a-red/>
- spanish. (s.f.). Obtenido de <https://spanish.alibaba.com/product-detail/500kw-solar-inverter-solar-inverter-mppt-solar-power-system-3kw-60871687295.html?spm=a2700.8699010.normalList.80.439f62e6q9BoLg>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (Mayo de 2017). *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. Obtenido de <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/PDF/informe-calidad-del-servicio-2016-superservicios.pdf?ver=2017-05-25-143508-477&ver=2017-05-25-143508-477>
- Tecnología Co. (s.f.). *Tecnología Co*. Obtenido de <http://spanish.sine-waveinverter.com/sale-11262470-5v1a-usb-1000w-pure-sine-wave-power-inverter-for-home-solar-system-converter.html>
- UC. (s.f.). *Universidad de Chile*. Obtenido de Celda Fotovoltaicas: <https://users.dcc.uchile.cl/~roseguel/celdasolar.html>
- Wikiwand. (s.f.). *Wikiwand*. Obtenido de [http://www.wikiwand.com/es/La_Pe%C3%B1a_\(Atl%C3%A1ntico\)](http://www.wikiwand.com/es/La_Pe%C3%B1a_(Atl%C3%A1ntico))
- windy. (s.f.). Obtenido de <https://www.windy.com/es/-Capa-de-ozono-ozone?ozone,10.581,-74.943,13>